

Autorità di Sistema Portuale del Mare Tirreno Centro - Settentrionale

DOCUMENTO DI
PIANIFICAZIONE ENERGETICA ED AMBIENTALE
del porto di Civitavecchia
(art. 4bis L.84/1994)

2022

INDICE

INTRODUZIONE.....	16
1. INQUADRAMENTO NORMATIVO	19
1.1 SUSTAINABLE DEVELOPMENT GOALS 2030 (UNDP)	19
1.2 ACCORDO DI PARIGI DEL 15.12.2015 (COP21)	20
1.3 ANNESSO VI DELLA CONVENZIONE MARPOL 73/78	20
1.4 ACCORDO IMO DEL 23.10.2020 (ISWG-GHG 7)	21
1.5 DIRETTIVA UE 2001 DEL 11.12.2018.....	21
1.6 REGOLAMENTO UE 1999 DEL 11.12.2018	21
1.7 DIRETTIVA UE 944 DEL 05.06.2019.....	22
1.8 GREEN DEAL DEL 11.12.2019	22
1.9 IL PROGRAMMA “REPOWEREU” DEL 09.03.2022	22
1.10 IL PACCHETTO “FIT FOR 55” DEL 14.07.2021.....	22
1.11 REGOLAMENTO UE 852 DEL 18.06.2020	23
1.12 REGOLAMENTO UE 523 DEL 24.03.2021	24
1.13 ACCORDO NEXT GENERATION EU DEL 21.07.2020.....	24
1.14 DECRETO LEGISLATIVO 03.04.2006, N.152.....	24
1.15 DECRETO LEGISLATIVO 13.08.2010, N.155.....	25
1.16 DECRETO LEGISLATIVO 04.07.2014, N.102.....	25
1.17 LEGGE 04.11.2016, N.204.....	25
1.18 DECRETO LEGISLATIVO 16.12.2016, N.257.....	25
1.19 DECRETO LEGISLATIVO 09.06.2020, N.47.....	25
1.20 DECRETO LEGISLATIVO 10.06.2020, N.48.....	25
1.21 DECRETO LEGISLATIVO 14.07.2020, N.73.....	26
1.22 DELIBERA GIUNTA REGIONE LAZIO 31.10.2017, N.656	26
1.23 DELIBERA GIUNTA REGIONE LAZIO 04.08.2020, N.539	26
1.24 LINEE GUIDA PER LA REDAZIONE DEI PIANI REGOLATORI DI SISTEMA PORTUALE.....	27
1.25 LINEE GUIDA PER LA VALUTAZIONE DEGLI INVESTIMENTI DI OPERE PUBBLICHE	27
1.26 PIANO NAZIONALE INTEGRATO ENERGIA CLIMA (PNIEC) DEL 17.01.2020.....	27
1.27 DELIBERA DELL’AUTORITÀ PER L’ENERGIA (ARERA) N.558 DEL 19.12.2019	28
1.28 CIRCOLARE MIT 05.02.2018, N.3087	28
1.29 DELIBERA DEL COMITATO DI GESTIONE 20.10.2020, N.60.....	29
1.30 DELIBERA DEL COMITATO DI GESTIONE 15.04.2021, N.11.....	29
1.31 COMUNICAZIONE ESPO SU ELETTRIFICAZIONE BANCHINE DEL 24.03.2021	29
2. OBIETTIVI	30
2.1 LA STRATEGIA ENERGETICA COMUNITARIA (PACCHETTO “FIT FOR 55”).	31
2.1.1 <i>Revisione della Direttiva sull’efficienza energetica.....</i>	<i>31</i>
2.1.2 <i>Revisione della Direttiva sulle fonti rinnovabili.....</i>	<i>32</i>
2.1.3 <i>Revisione del sistema ETS.....</i>	<i>32</i>
2.1.4 <i>Carbon Border Adjustment Mechanism.....</i>	<i>33</i>
2.1.5 <i>Revisione del Regolamento Effort Sharing.....</i>	<i>34</i>
2.1.6 <i>Revisione della Direttiva sulla tassazione energetica.....</i>	<i>34</i>
2.1.7 <i>Decarbonizzazione del settore trasporti.....</i>	<i>34</i>
2.2 IL GREEN DEAL.....	35
2.3 IL RECOVERY FUND.....	38
2.4 STRATEGIA EUROPEA PER INTEGRAZIONE ENERGETICA ED IDROGENO	39
2.5 INDUSTRIA 4.0.....	42
2.6 OBIETTIVO GLOBALE.....	43
2.7 STRUMENTO DI MISURA DEL DEASP	43
2.8 METODOLOGIA ALLA BASE DEL DEASP	44

2.9	EMERGENZA PANDEMICA COVID-19.....	44
3.	SCENARI MARITTIMI (TRANSIZIONE ENERGETICA).....	46
3.1	PRINCIPALI FATTORI CHE INFLUENZANO LA TRANSIZIONE ENERGETICA	46
3.1.1	<i>Standard tecnici e requisiti normativi.....</i>	46
3.1.2	<i>Accesso a finanziamenti.....</i>	47
3.1.3	<i>Richieste dei clienti.....</i>	47
3.2	COMBUSTIBILI E TECNOLOGIE DISPONIBILI	47
3.2.1	<i>Combustibili alternativi.....</i>	48
3.2.2	<i>Nuove tecnologie</i>	49
3.2.3	<i>Disponibilità combustibili alternativi e nuove tecnologie</i>	50
3.3	LA COMUNITÀ ENERGETICA DEL PORTO DI CIVITAVECCHIA	50
3.3.1	<i>Il “prosumer”</i>	50
3.3.2	<i>Le Comunità Energetiche</i>	51
3.3.3	<i>La Normativa comunitaria.....</i>	51
3.3.4	<i>La Normativa nazionale.....</i>	52
3.3.5	<i>La Comunità energetica del porto di Civitavecchia</i>	53
3.3.6	<i>Risparmio economico e benefici ambientali</i>	54
3.3.7	<i>Contrasto alla povertà energetica</i>	55
3.3.8	<i>Risparmio energetico</i>	56
3.3.9	<i>Economia collaborativa</i>	57
4.	QUALITA' DELL'ARIA A CIVITAVECCHIA	59
4.1	DIOSSIDO DI AZOTO (NO ₂).....	60
4.2	DIOSSIDO DI ZOLFO (SO ₂)	60
4.3	POLVERI (PM ₁₀)	61
4.4	MONOSSIDO DI CARBONIO (CO)	62
4.5	OZONO (O ₃)	62
4.6	CAMPAGNA DI MONITORAGGIO MOBILE (AGOSTO 2020).....	62
4.7	CAMPAGNA DI MONITORAGGIO MOBILE (AGOSTO 2021).....	63
4.8	MODELLO DIFFUSIVO	63
5.	RETE ELETTRICA PORTUALE	64
5.1	RETE PORTUALE GESTITA DA PORT UTILITIES SPA.....	66
5.1.1	<i>La rete elettrica portuale in MT.....</i>	67
5.1.2	<i>Tipologia di esercizio del sistema</i>	68
5.1.3	<i>Sistema protezioni rete elettrica in MT</i>	71
5.1.4	<i>Rete elettrica portuale in BT.....</i>	71
5.1.5	<i>Stato del neutro</i>	72
5.1.6	<i>Incremento dell'affidabilità di rete</i>	74
5.2	POTENZA IMPEGNATA DA RETE PORTUALE.....	74
5.2.1	<i>Le connessioni in MT.....</i>	74
5.2.2	<i>Le connessioni in BT.....</i>	75
5.2.3	<i>Disponibilità altre connessioni</i>	75
5.3	ENERGIA ELETTRICA UTILIZZATA DA AdSP (2016 – 2018).....	76
5.4	ENERGIA ELETTRICA UTILIZZATA DA AdSP (2019)	77
5.4.1.1	Illuminazione Pubblica	80
5.4.1.2	Impianti tecnologici AdSP	81
5.4.1.3	Sede AdSP.....	82
5.4.1.4	Impianti di security (P.A.S.)	82
5.4.1.5	Impianti promiscui	83
5.4.1.6	Produzione da fonti rinnovabili portuali.....	83
5.5	ENERGIA ELETTRICA UTILIZZATA DA UTENTI PORTUALI.....	84
5.6	TARIFFAZIONE SERVIZIO ELETTRICO PORTUALE (FINO AL 31.12.2021).....	84
5.6.1	<i>Modalità di fatturazione e.e.</i>	84

5.6.2	<i>Tariffa e.e. media tensione</i>	85
5.6.2.1	Trasmissione	86
5.6.2.2	Distribuzione	86
5.6.2.3	Misura	86
5.6.2.4	Dispacciamento.....	86
5.6.2.5	Accise	86
5.6.2.6	Oneri generali.....	87
5.6.2.7	Costo di acquisto e.e. sul mercato libero	87
5.6.2.8	Canone di concessione del servizio portuale.....	88
5.6.2.9	Tariffa servizi Port Utilities S.p.A.....	88
5.6.2.10	Scheda riassuntiva tariffa variabile e.e. in media tensione	88
5.6.3	<i>Tariffa e.e. bassa tensione</i>	89
5.6.3.1	Canone di concessione del servizio portuale.....	89
5.6.3.2	Tariffa servizi Port Utilities S.p.A.....	89
5.6.3.3	Scheda riassuntiva tariffa variabile e.e. in bassa tensione.....	89
5.7	TARIFFAZIONE SERVIZIO ELETTRICO PORTUALE (DAL 01.01.2022).....	89
5.8	FABBISOGNO ENERGETICO APPARATI COLLEGATI A RETI ELETTRICHE	91
5.9	POTENZA IMPEGNATA	91
5.9.1	<i>Potenza impegnata in periodo notturno</i>	91
5.9.2	<i>Potenza impegnata in periodo diurno</i>	92
5.9.3	<i>Picchi di potenza</i>	92
5.10	IMPIANTI PORTUALI FOTOVOLTAICI	92
6.	UTENTI PORTUALI NON CONNESSI A RETI	95
6.1	FABBISOGNO NAVI DA CROCIERA (CRUISE <i>SEA-SIDE</i>).....	96
6.2	MEZZI DI TERRA CONNESSI A NAVI DA CROCIERA (CRUISE <i>LAND-SIDE</i>)	98
6.3	FABBISOGNO NAVI TRAGHETTO (FERRY <i>SEA-SIDE</i>)	99
6.4	MEZZI DI TERRA CONNESSI A NAVI TRAGHETTO (FERRY <i>LAND-SIDE</i>).....	100
6.5	FABBISOGNO NAVI MERCANTILI (CARGO <i>SEA-SIDE</i>)	101
6.6	MEZZI DI TERRA CONNESSI A NAVI MERCANTILI (CARGO <i>LAND-SIDE</i>).....	103
6.7	FABBISOGNO NAVI RESIDENTI	103
6.7.1	<i>Rimorchiatori</i>	103
6.7.2	<i>Bettoline</i>	104
6.7.3	<i>Pescherecci</i>	104
6.8	FABBISOGNO APPARATI MOBILI.....	105
6.8.1	<i>Imbarco/sbarco autovetture nuove</i>	105
6.8.2	<i>Trasporto pubblico portuale</i>	105
6.8.3	<i>Mobilità auto di servizio autorità portuale</i>	105
6.8.4	<i>Mobilità operatori portuali</i>	106
6.8.5	<i>Gru diesel</i>	106
6.8.6	<i>Locomotive</i>	106
7.	TRAFFICI E FABBISOGNI ENERGETICI PREVISTI	107
7.1	LA DISMISSIONE DELLA CENTRALE A CARBONE DELL'ENEL DI TVN	107
7.2	SCALI REGISTRATI 2015 – 2020	110
7.3	TRAFFICI REGISTRATI 2015 – 2020.....	111
7.4	PROSPETTIVE SVILUPPO TRAFFICO CROCIERISTICO	111
7.4.1	<i>Traffici</i>	112
7.4.2	<i>Fabbisogno energetico</i>	112
7.5	PROSPETTIVE SVILUPPO TRAFFICO CABOTIERO	113
7.5.1	<i>Traffici</i>	113
7.5.2	<i>Fabbisogno energetico</i>	114
7.6	PROSPETTIVE SVILUPPO TRAFFICO MERCANTILE	114
7.6.1	<i>Traffici</i>	114
7.6.2	<i>Fabbisogno energetico</i>	115

8.	PIANIFICAZIONE ENERGETICA	117
8.1	RIPARTIZIONE FABBISOGNI PER MATRICE MERCEOLOGICA	117
8.2	FABBISOGNO UTENZE INTESTATE ALL'ADSP	118
8.3	UTENZE PORTUALI CONNESSE A RETI	119
8.4	VEICOLI TERRESTRI	119
8.5	NAVI RESIDENTI	120
8.6	NAVI DA CROCIERA.....	120
8.6.1	<i>Cruise – manovra in ambito portuale.....</i>	120
8.6.2	<i>Cruise – stazionamento in banchina.....</i>	121
8.6.3	<i>Cruise – fabbisogno termico.....</i>	121
8.6.4	<i>Cruise – fabbisogno portuale.....</i>	122
8.7	NAVI TRAGHETTO (SCENARIO PREVISTO).....	122
8.7.1	<i>Ferry – manovra in ambito portuale.....</i>	122
8.7.2	<i>Ferry – stazionamento in banchina.....</i>	123
8.7.3	<i>Ferry – fabbisogno termico.....</i>	123
8.7.4	<i>Ferry – fabbisogno portuale.....</i>	123
8.8	NAVI MERCANTILI (SCENARIO PREVISTO).....	124
8.8.1	<i>Cargo – manovra in ambito portuale.....</i>	124
8.8.2	<i>Cargo – stazionamento in banchina.....</i>	124
8.8.3	<i>Cargo – fabbisogno termico.....</i>	125
8.8.4	<i>Cargo – fabbisogno portuale.....</i>	125
8.9	INDIVIDUAZIONE FABBISOGNI ENERGETICI PORTUALI	126
8.9.1	<i>Rete Elettrica Nazionale.....</i>	126
8.9.2	<i>Combustibili fossili.....</i>	126
8.9.3	<i>Gas Naturale Liquefatto (fossile).....</i>	126
8.9.4	<i>Combustibili non climalateranti (Green Fuel).....</i>	127
8.9.5	<i>Rete energetica portuale basata su FER.....</i>	127
8.9.6	<i>Mix energetico portuale.....</i>	127
8.10	SOGGETTI RESPONSABILI DECARBONIZZAZIONE	128
8.11	UTILIZZO DI SCRUBBER IN AMBITO PORTUALE	128
8.12	COMPENSAZIONE EMISSIONI.....	129
8.13	I POWER PURCHASE AGREEMENT (PPA)	129
8.14	FABBISOGNO ENERGETICO SODDISFATTO DA IMPIANTI RINNOVABILI	129
8.15	IDROGENO VERDE COME BUFFER ENERGETICO	130
8.16	COMBUSTIBILI A ZERO EMISSIONI.....	130
8.17	RETE ELETTRICA NAZIONALE COME BACKUP.....	131
8.18	SISTEMA ENERGETICO INTEGRATO	131
9.	IMPIANTI PORTUALI F.E.R.	132
9.1.1	<i>Impianti idro-elettrici.....</i>	132
9.1.2	<i>Impianti a gradiente salino.....</i>	132
9.1.3	<i>Impianti a bio-massa.....</i>	132
9.1.4	<i>Impianti fotovoltaici.....</i>	133
9.1.4.1	PV presso Darsena Romana	133
9.1.4.2	PV presso Civitavecchia Forest Fruit Terminal S.p.A. (C.F.F.T.)	133
9.1.4.3	PV presso Konig S.r.l.	133
9.1.4.4	PV presso meeting village.....	134
9.1.4.5	PV presso Roma Cruise Terminal S.r.l. (Amerigo Vespucci)	134
9.1.5	<i>Impianti mareo-motrici.....</i>	135
9.1.5.1	Turbina di Wells su cassoni REWEC 3/3	136
9.1.5.2	Turbina GiAr su cassoni REWEC 3/3.....	139
9.1.5.3	Turbina ad impulsi su cassoni REWEC 3/3.....	140
9.1.5.4	Produzione di e.e. con impianti WaveSax.....	140
9.1.5.5	Produzione di e.e. con impianti Genera	142
9.1.5.6	Produzione di e.e. con impianti EcoWavePowerSystem	143

9.1.6	Impianti eolici.....	146
9.1.7	Conclusioni.....	146
10.	EMISSIONI DI GHG (CO₂).....	147
10.1	EDIFICI ADSP.....	147
10.1.1	Emissioni con R.E.N.	147
10.1.2	Emissioni con F.E.R. portuali.....	148
10.2	ILLUMINAZIONE PUBBLICA.....	148
10.2.1	Emissioni con R.E.N.	148
10.2.2	Emissioni con F.E.R. portuali.....	148
10.3	IMPIANTI TECNOLOGICI.....	149
10.3.1	Emissioni con R.E.N.	149
10.3.2	Emissioni con F.E.R. portuali.....	149
10.4	UTENZE PORTUALI CONNESSE A RETI ELETTRICHE.....	149
10.4.1	Emissioni con R.E.N.	150
10.4.2	Emissioni con F.E.R. portuali.....	150
10.5	MEZZI TERRESTRI.....	150
10.5.1	Emissioni con R.E.N.	151
10.5.2	Emissioni F.E.R. portuali.....	151
10.6	NAVI RESIDENTI.....	152
10.6.1	Emissioni con R.E.N.	152
10.6.2	Emissioni F.E.R. portuali.....	153
10.7	NAVI DA CROCIERA.....	153
10.7.1	Emissioni con R.E.N.	154
10.7.2	Emissioni F.E.R. portuali.....	154
10.8	NAVI TRAGHETTO.....	155
10.8.1	Emissioni con R.E.N.	155
10.8.2	Emissioni F.E.R. portuali.....	155
10.9	NAVI MERCANTILI.....	156
10.9.1	Emissioni con R.E.N.	156
10.9.2	Emissioni F.E.R. portuali.....	157
10.10	STIMA EMISSIONI DI ARPA LAZIO.....	157
11.	INDICATORI ENERGETICI ED AMBIENTALI.....	162
11.1	INDICATORI DI EFFICIENZA ENERGETICA.....	162
11.1.1	Indicatore efficienza energetica crocierista.....	162
11.1.2	Indicatore efficienza energetica passeggero traghetti.....	163
11.1.3	Indicatore efficienza energetica delle merci traghetti.....	163
11.1.4	Indicatore efficienza energetica merci mercantili.....	164
11.1.5	Andamento indicatori efficienza energetica.....	164
11.2	CARBON FOOTPRINT CON R.E.N.....	165
11.2.1	Carbon footprint crocieristi.....	165
11.2.2	Carbon footprint passeggeri traghetti.....	165
11.2.3	Carbon footprint merci traghetti.....	166
11.2.4	Carbon footprint merci mercantili.....	166
11.2.5	Andamento carbon footprint.....	167
12.	LA COMUNITA' ENERGETICA PORTUALE.....	168
12.1	FASI DI IMPLEMENTAZIONE DELLA CER-P.....	168
12.2	MATURITÀ TECNOLOGICA DELLA CER-P.....	168
12.3	CRITICITÀ DELLA CER-P.....	169
12.4	VANTAGGI DELLA CER-P.....	169
13.	INTERVENTI NECESSARI ALLA CREAZIONE DELLA COMUNITA' ENERGETICA PORTUALE.....	170

13.1	NUOVO SISTEMA TARIFFARIO PORTUALE	173
13.1.1	Articolazione sistema tariffario.....	173
13.1.2	Cornice temporale	175
13.1.3	Fattibilità tecnico-economica.....	175
13.2	NUOVO SISTEMA DI MISURA ENERGIA ELETTRICA	176
13.2.1	Tipologia e quantità di contatori.....	176
13.2.2	Cornice temporale	176
13.2.3	Fattibilità tecnico-economica.....	176
13.3	COMPENSAZIONE EMISSIONI ATTRAVERSO PIANTUMAZIONI	178
13.3.1	Patrimonio arboreo del porto di Civitavecchia.....	178
13.3.2	Piantumazione di talee di Posidonia Oceanica	179
13.3.3	Blue Carbon Initiative – MSC Crociere.....	179
13.3.4	Cornice temporale	179
13.3.5	Fattibilità tecnico-economica.....	179
13.4	AREE A VERDE PER MITIGARE “ISOLE DI CALORE”	181
13.4.1	Intervento.....	181
13.4.2	Cornice temporale	182
13.4.3	Fattibilità tecnico-economica.....	182
13.5	EFFICIENTAMENTO ENERGETICO SEDE ADSP	183
13.5.1	Intervento.....	184
13.5.1.1	Impianto di climatizzazione	185
13.5.1.2	Impianto di illuminazione	185
13.5.1.3	Cappotto termico	185
13.5.2	Cornice temporale	185
13.5.3	Fattibilità tecnico-economica.....	185
13.6	EFFICIENTAMENTO ENERGETICO TERMINAL “AUTOSTRADE DEL MARE”	187
13.6.1	Intervento.....	188
13.6.1.1	Impianto di climatizzazione	188
13.6.1.2	Impianto di illuminazione	188
13.6.2	Cornice temporale	189
13.6.3	Fattibilità tecnico-economica.....	189
13.7	EFFICIENTAMENTO ENERGETICO SEDI CAPITANERIA DI PORTO.....	191
13.7.1	Intervento.....	191
13.7.1.1	Sede principale Capitaneria di Porto.....	191
13.7.1.2	Palazzina Mezzi Nautici.....	192
13.7.1.3	Alloggi di Via del Lazzaretto	192
13.7.1.4	Alloggi di Via Prato del Turco	193
13.7.1.5	Magazzino delle Dogane.....	193
13.7.2	Cornice temporale	193
13.7.3	Fattibilità tecnico-economica.....	193
13.8	IMPIANTO PV PRESSO AREE RETROPORTUALI.....	194
13.8.1	Superfici disponibili.....	194
13.8.2	Utilizzo delle superfici disponibili.....	195
13.8.3	Caratteristiche del Sito.....	196
13.8.4	Le stime della radiazione solare mediante immagini satellitari.....	196
13.8.5	Anno tipo per la radiazione solare	197
13.8.6	Analisi dei Dati di Radiazione Solare.....	198
13.8.7	Coefficiente di conversione radiazione solare	202
13.8.8	Coefficiente di conversione radiazione solare utilizzato	202
13.8.9	Caratteristiche principali del progetto	202
13.8.9.1	Strutture di sostegno.....	203
13.8.9.2	Distanza minima tra le strutture di sostegno (ombreggiamento)	204
13.8.9.3	Moduli fotovoltaici	205
13.8.9.4	Cabine elettriche.....	205
13.8.9.5	Sistema di controllo	205
13.8.9.6	Impianto di terra	205

13.8.9.7	Impianto antintrusione	206
13.8.10	Energia annualmente prodotta.....	206
13.8.11	Gestione impianto.....	206
13.8.12	Cornice temporale	207
13.8.13	Fattibilità tecnico-economica.....	207
13.8.13.1	Costo impianto PV ancorato a terra.....	207
13.8.13.2	Costo portali per sopraelevare impianto PV	208
13.8.13.3	Costo connessioni elettriche	208
13.8.13.4	Costo gestione impianto	209
13.8.13.5	Costo a base d'asta	209
13.8.13.6	Fattibilità tecnica	209
13.9	IMPIANTO PV PRESSO TERMINAL "AUTOSTRADE DEL MARE"	210
13.9.1	Tipologia impianto.....	210
13.9.2	Cornice temporale	211
13.9.3	Fattibilità tecnico-economica.....	211
13.10	IMPIANTO PV PRESSO EDIFICIO POLIFUNZIONALE "IL SARACENO"	212
13.10.1	Tipologia impianto.....	212
13.10.2	Cornice temporale	212
13.10.3	Fattibilità tecnico-economica.....	213
13.11	IMPIANTO PV PRESSO SEDI CAPITANERIA DI PORTO	214
13.11.1	Copertura sede impianto PV	214
13.11.2	Modalità di installazione impianto PV	214
13.11.3	Misure di protezione contro gli effetti termici	215
13.11.4	Sezionamento	215
13.11.5	Protezione contro i fulmini.....	215
13.11.6	Specifiche dei componenti elettrici.....	215
13.11.7	Cornice temporale	215
13.11.8	Fattibilità tecnico-economica.....	216
13.12	SISTEMA DI ACCUMULO ENERGIA PRIMARIA DA F.E.R.	217
13.12.1	Batterie	217
13.12.1.1	Tipologia di batteria utilizzata (LFP)	219
13.12.1.2	Capacità di accumulo.....	219
13.12.1.3	Battery Management Systems (BMS).....	219
13.12.1.4	Sistema antincendio	220
13.12.1.5	Ubicazione	221
13.12.1.6	Cornice temporale	221
13.12.1.7	Fattibilità tecnico-economica	222
13.12.2	Celle elettrochimiche	222
13.12.2.1	Tipologia di batteria utilizzata (redox ad elettrolita organico)	222
13.12.2.2	Cella elettrochimica	223
13.12.2.3	Elettrolita liquido.....	223
13.12.2.4	Modalità di funzionamento	223
13.12.2.5	Cornice temporale	223
13.12.2.6	Fattibilità tecnico-economica	224
13.12.3	Celle a combustibile.....	224
13.13	CONVERSIONE DEL MOTO ONDOSO IN E.E. CON WAVESAX	225
13.13.1	Gli impianti a colonna d'acqua oscillante tradizionali	225
13.13.2	Gli impianti a colonna d'acqua oscillante WaveSax	225
13.13.3	Stima energia elettrica prodotta a Civitavecchia da impianti WaveSax.....	227
13.13.4	Cornice temporale	227
13.13.5	Fattibilità tecnico-economica.....	227
13.14	COLLEGAMENTI ELETTRICI PER NAVI IN BANCHINA DA FER	229
13.14.1	Elettificazione banchine in concessione a navi da crociera	231
13.14.2	Elettificazione banchine in concessione a navi traghetto	232
13.14.3	Elettificazione banchine in concessione a navi mercantili	232
13.14.4	Modalità connessione alla R.E.N.	233

13.14.5	Costi di realizzazione (Capex).....	233
13.14.6	Costi di operativi (Opex).....	234
13.14.7	Elettificazione banchine "Marina Yachting".....	235
13.14.8	Programma "Zero Emission in Port" – Grimaldi Group Spa.....	239
13.14.9	Elettificazione ormeggi rimorchiatori.....	239
13.14.10	Cornice temporale.....	239
13.14.11	Fattibilità tecnico-economica.....	239
13.15	PUNTI DI RICARICA VEICOLI ELETTRICI	241
13.15.1	Intervento.....	241
13.15.2	Ubicazione.....	242
13.15.3	Obiettivi dell'intervento	244
13.15.4	Cornice temporale	245
13.15.5	Fattibilità tecnico-economica.....	246
13.16	RIQUALIFICAZIONE IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE PUBBLICA	247
13.16.1	Intervento.....	247
13.16.2	Cornice temporale	248
13.16.3	Fattibilità tecnico-economica.....	248
13.17	RIQUALIFICAZIONE IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE TERMINAL CROCIERE	249
13.17.1	Intervento.....	249
13.17.2	Cornice temporale	249
13.17.3	Fattibilità tecnico-economica.....	249
13.18	RIQUALIFICAZIONE IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE TERMINAL CONTAINER	251
13.18.1	Intervento.....	251
13.18.2	Cornice temporale	251
13.18.3	Fattibilità tecnico-economica.....	251
13.19	INCREMENTO AFFIDABILITÀ RETE ELETTRICA PORTUALE	253
13.19.1	Intervento.....	253
13.19.2	Cornice temporale	254
13.19.3	Fattibilità tecnico-economica.....	254
13.20	DIGITALIZZAZIONE RETE ELETTRICA PORTUALE.....	255
13.20.1	Demand response.....	256
13.20.2	Smart charging per veicoli elettrici (navi incluse)	256
13.20.3	Generazione distribuita.....	256
13.20.4	Digital resilience e privacy.....	256
13.20.5	La smart grid del sistema elettrico portuale.....	257
13.20.6	Unicità della rete elettrica del porto di Civitavecchia	257
13.20.6.1	Sistema di distribuzione in uso in molti porti italiani	257
13.20.6.2	Sistema di distribuzione in uso nel porto di Civitavecchia.....	258
13.20.7	Trasformare la rete elettrica in una rete intelligente.....	259
13.20.7.1	Gestione flussi energetici	259
13.20.7.2	Monitoraggio delle emissioni di GHG	259
13.20.7.3	Gestione procedure manutentive	260
13.20.8	Chiusura degli anelli e contro-alimentazione	260
13.20.9	Collegamento ad impianti di produzione ed accumulo retroportuali	261
13.20.10	Allestimento/riqualificazione cabine elettriche portuali	261
13.20.11	Misurazione ed utilizzo dei flussi energetici	262
13.20.12	Indicatori energetici	263
13.20.13	Analisi dei dati temporali	264
13.20.14	Gestione flussi energetici (rete neurale).....	266
13.20.15	Cornice temporale	266
13.20.16	Fattibilità tecnico-economica.....	267
13.21	POTENZIAMENTO COLLEGAMENTI FERROVIARI PORTUALI	268
13.21.1	Intervento.....	268
13.21.2	Progettazione intervento	268

13.21.3	<i>Cronice temporale</i>	269
13.21.4	<i>Fattibilità tecnico-economica</i>	269
13.22	CATENA LOGISTICA COMBUSTIBILI NON CLIMA ALTERANTI	270
13.22.1	<i>Idrogeno</i>	270
13.22.2	<i>Ammoniaca</i>	271
13.22.3	<i>Gas Naturale Liquefatto (GNL)</i>	272
13.22.3.1	Axpo Italia S.p.A. (Small Scale LNG)	273
13.22.3.2	So.De.Co. S.r.l. (Distributore CNG/LNG)	274
13.22.4	<i>Metanolo</i>	276
13.22.5	<i>Combustibili sintetici da idrogeno</i>	276
13.22.6	<i>Bio-Combustibili</i>	276
13.22.7	<i>Catena logistica combustibili liquidi a temperatura e pressione ambiente</i>	276
13.22.8	<i>Catena logistica combustibili criogenici</i>	276
13.22.9	<i>Catena logistica combustibili compressi</i>	277
13.22.10	<i>Cornice temporale</i>	277
13.22.11	<i>Fattibilità tecnico-economica</i>	277
13.23	RICONVERSIONE RIMORCHIATORE “RINGHIO”	278
13.23.1	<i>Rimorchiatore da riconvertire</i>	278
13.23.2	<i>Miglioramento delle prestazioni ambientali</i>	279
13.23.3	<i>Modalità di riconversione</i>	280
13.23.4	<i>Cornice temporale</i>	280
13.23.5	<i>Fattibilità tecnico-economica</i>	280
13.24	BUDGET A COPERTURA DEGLI INTERVENTI	282
13.25	PROGRAMMA DI ATTUAZIONE DEGLI INTERVENTI	283
13.25.1	<i>Programma a breve termine</i>	283
13.25.2	<i>Programma a medio termine</i>	284
13.25.3	<i>Programma a lungo termine</i>	284
14.	INTERVENTI FINANZIATI DAL PNRR	285
14.1	TIPOLOGIA DI INTERVENTI AMMISSIBILI NEL GP-PNRR-2021	285
14.1.1	<i>Produzione di energia da fonti rinnovabili</i>	285
14.1.2	<i>Efficienza energetica degli edifici portuali</i>	286
14.1.3	<i>Efficienza energetica dei sistemi di illuminazione</i>	286
14.1.4	<i>Mezzi di trasporto elettrici</i>	286
14.1.5	<i>Interventi sulle infrastrutture energetiche portuali non efficienti</i>	286
14.1.6	<i>Realizzazione di infrastrutture per l'utilizzo dell'elettricità in porto</i>	286
14.1.7	<i>Metodi di riduzione delle emissioni</i>	286
14.2	INTERVENTI PROPOSTI DAGLI UTENTI PORTUALI	286
14.3	INTERVENTI PROPOSTI DALL'ADSP	286
15.	DECARBONIZZAZIONE RETE ELETTRICA PORTUALE	288
15.1	INTERVENTI CHE COMPONGONO IL PROGRAMMA	289
15.1.1	<i>Interventi tesi a implementare la produzione di energia elettrica da F.E.R.</i>	289
15.1.2	<i>Interventi tesi a ridurre il fabbisogno energetico portuale</i>	290
15.1.3	<i>Interventi tesi a stabilizzare il sistema elettrico portuale</i>	290
15.2	PRIORITÀ DEGLI INTERVENTI	290
15.3	COSTO NETTO PROGRAMMA DI DECARBONIZZAZIONE RETE ELETTRICA PORTUALE	291
15.4	SOSTENIBILITÀ CLIMATICA	291
15.4.1	<i>Neutralità climatica</i>	291
15.4.1.1	Carbon foot-print e monetizzazione delle emissioni di gas serra	292
15.4.2	<i>Resilienza climatica</i>	292
15.4.2.1	Analisi di sensibilità climatica	293
15.4.2.2	Analisi di esposizione	293
15.4.2.3	Analisi di vulnerabilità	293
15.5	MODALITÀ DI CALCOLO DELLE ESTERNALITÀ MONETARIE ASSOCIATE AL DEASP	293

15.5.1	Costo ombra delle emissioni di CO ₂	294
15.6	ESTERNALITÀ DECARBONIZZAZIONE EDIFICI ADSP	294
15.6.1	Andamento fabbisogno energetico	294
15.6.2	Andamento fattore emissivo di CO ₂ per R.E.N.	295
15.6.3	Emissioni di CO ₂ da connessione a R.E.N.	295
15.6.4	Riduzione emissioni di CO ₂ da processo di decarbonizzazione.....	295
15.6.5	Valore economico esternalità	296
15.7	ESTERNALITÀ DECARBONIZZAZIONE ILLUMINAZIONE PUBBLICA	296
15.7.1	Andamento fabbisogno energetico	296
15.7.2	Andamento fattore emissivo di CO ₂ per R.E.N.	297
15.7.3	Emissioni di CO ₂ da connessione a R.E.N.	297
15.7.4	Riduzione emissioni di CO ₂ da processo di decarbonizzazione.....	297
15.7.5	Valore economico esternalità	298
15.8	ESTERNALITÀ DECARBONIZZAZIONE IMPIANTI TECNOLOGICI.....	298
15.8.1	Andamento fabbisogno energetico	298
15.8.2	Andamento fattore emissivo di CO ₂ per R.E.N.	299
15.8.3	Emissioni di CO ₂ da connessione a R.E.N.	299
15.8.4	Riduzione emissioni di CO ₂ da processo di decarbonizzazione.....	299
15.8.5	Valore economico esternalità	300
15.9	ESTERNALITÀ DECARBONIZZAZIONE UTENZE CONNESSE A RETI ELETTRICHE	300
15.9.1	Andamento fabbisogno energetico	300
15.9.2	Andamento fattore emissivo di CO ₂ per R.E.N.	301
15.9.3	Emissioni di CO ₂ da connessione a R.E.N.	301
15.9.4	Riduzione emissioni di CO ₂ da processo di decarbonizzazione.....	301
15.9.5	Valore economico esternalità	302
15.10	ESTERNALITÀ DECARBONIZZAZIONE RETE ELETTRICA PORTUALE	302
15.10.1	Andamento fabbisogno energetico	302
15.10.2	Andamento fattore emissivo di CO ₂ per R.E.N.	303
15.10.3	Emissioni di CO ₂ da connessione a R.E.N.	303
15.10.4	Riduzione emissioni di CO ₂ da processo di decarbonizzazione.....	303
15.10.5	Valore economico esternalità	304
15.11	COERENZA INTERVENTI CON PIANIFICAZIONE NAZIONALE	304
15.12	CRITICITÀ AMMINISTRATIVE PER CREAZIONE COMUNITÀ ENERGETICA.....	305
15.13	COSTO NETTO DEL PROGRAMMA	305
15.13.1	Costo netto decarbonizzazione diretta	305
15.13.1.1	Esternalità	305
15.13.1.2	Riduzione costi amministrativi per utenti portuali	306
15.13.1.3	Sostenibilità economica programma.....	306
15.13.2	Costo netto decarbonizzazione indiretta.....	306
15.14	INCENTIVI E COSTI RELATIVI ALLA CONNESSIONE DIRETTA	306
15.15	RITIRO DEDICATO (RID).....	308
15.16	CUMULABILITÀ.....	310
15.16.1	Bonus 50%.....	311
15.16.2	Superbonus 110%.....	311
16.	IDROGENO COMBUSTIBILE MARITTIMO.....	313
16.1	L'IDROGENO (USO DIRETTO)	314
16.1.1	Caratteristiche di sicurezza dell'idrogeno a confronto con quelle del metano	314
16.1.1	L'idrogeno criogenico (LH2).....	316
16.1.2	Configurazione marittima per l'utilizzo di idrogeno come combustibile	317
16.1.2.1	Le celle a combustibile (FC).....	318
16.1.3	Sistema a idrogeno compresso (CH2).....	318
16.1.4	Sistema a idrogeno liquefatto (LH2)	319
16.2	L'AMMONIACA (USO INDIRETTO).....	319

16.2.1	<i>L'Ammoniaca (NH₃)</i>	320
16.2.2	<i>Il bunkeraggio di ammoniaca</i>	321
16.2.3	<i>Il serbatoio di stoccaggio per ammoniaca</i>	322
16.2.4	<i>GHG da ammoniaca</i>	322
16.2.5	<i>Utilizzo di idrogeno gassoso per ottimizzare il processo di combustione</i>	323
16.3	LA CATENA LOGISTICA DEL PORTO DI CIVITAVECCHIA	323
16.3.1	<i>Catena logistica dell'ammoniaca</i>	323
16.3.2	<i>Catena logistica dei vettori di idrogeno organico liquido</i>	325
17.	IDROGENO BUFFER ENERGETICO PORTUALE	327
17.1	SOSTENIBILITÀ DEL SISTEMA ENERGETICO INTEGRATO	329
17.1.1	<i>Le tre dimensioni della sostenibilità</i>	329
17.1.2	<i>La Carta della Terra</i>	329
17.1.3	<i>Sostenibilità della dimensione energia</i>	330
17.2	SOSTENIBILITÀ DEL SISTEMA ENERGETICO INTEGRATO PORTUALE DI CIVITAVECCHIA	330
17.2.1	<i>Sostenibilità ambientale</i>	330
17.2.2	<i>Sostenibilità economica</i>	330
17.2.3	<i>Sostenibilità sociale</i>	331
17.3	INTEGRAZIONE DIVERSI SISTEMI ENERGETICI	331
17.4	SCHEMA ENERGETICO.....	332
17.4.1	<i>Impiego diretto impianti di produzione primaria</i>	332
17.4.2	<i>Accumuli elettrici diretti</i>	332
17.4.3	<i>Accumuli energetici tramite idrogeno</i>	332
17.5	ENERGIA PRIMARIA DA EROGARE (DA PV).....	333
17.5.1	<i>Coefficiente di conversione radiazione solare</i>	333
17.5.2	<i>Impianto fotovoltaico flottante</i>	333
17.5.3	<i>Potenza di picco da installare</i>	333
17.5.4	<i>Superficie necessaria per impianti PV</i>	333
17.5.5	<i>Costo impianti PV</i>	333
17.5.6	<i>Utilizzo dell'energia prodotta</i>	334
17.6	IMPIANTO EOLICO FLOTTANTE	334
17.6.1	<i>Stato attuale e costo</i>	334
17.6.2	<i>Materiali di costruzione</i>	334
17.6.3	<i>Sistemi di ancoraggio</i>	335
17.6.4	<i>Implementazione tecnologica in corso</i>	335
17.6.5	<i>Applicazione in espansione</i>	335
17.6.6	<i>Aumento delle dimensioni</i>	335
17.6.7	<i>La sottostazione elettrica</i>	336
17.6.8	<i>Prospettive a medio termine</i>	336
17.6.9	<i>Prospettive per il porto di Civitavecchia</i>	337
17.6.9.1	Logista necessaria alla installazione dell'impianto	337
17.6.9.2	Energia prima per decarbonizzare il sistema portuale	338
17.7	BATTERIE LFP.....	338
17.7.1	<i>Tipologia batterie</i>	338
17.7.2	<i>Costo batterie</i>	338
17.8	ELETTROLIZZATORI.....	338
17.8.1	<i>Tipi di elettrolizzatori</i>	339
17.8.2	<i>Potenza elettrolizzatori</i>	339
17.8.3	<i>Costo elettrolizzatori</i>	339
17.9	STOCCAGGIO IDROGENO	340
17.9.1	<i>Quantità di idrogeno da stoccare</i>	340
17.9.2	<i>Modalità di stoccaggio (compressione a 500bar)</i>	340
17.9.3	<i>Dimensioni dello stoccaggio</i>	340
17.9.4	<i>Costo dello stoccaggio</i>	340

17.9.5	Utilizzo dell'idrogeno prodotto.....	340
17.10	CELLE A COMBUSTIBILE	340
17.10.1	Tipi di celle a combustibile.....	341
17.10.2	Flussi di idrogeno verde.....	341
17.10.3	Potenza celle a combustibile	341
17.10.4	Costo celle a combustibile.....	341
17.11	FLUSSI ENERGETICI.....	342
17.11.1	Full electric	342
17.11.2	Con carico termico.....	342
17.11.3	Con solo idrogeno gassoso	343
17.12	POTENZA ELETTRICA DISPONIBILE	343
17.12.1	Potenza da impianto PV.....	343
17.12.2	Sistema di accumulo LPF.....	343
17.12.3	Utilizzo dell'idrogeno	344
17.12.4	Potenza disponibile per il sistema elettrico portuale.....	344
17.13	UTILIZZO DI IDROGENO PRODOTTO ALL'ESTERNO (IDROGENO-DOTTI)	344
17.13.1	Erogazione idrogeno gassoso ad utenze dotate di FC.....	345
17.13.2	Erogazione idrogeno gassoso ad utenze con motori ad ammoniaca.....	346
17.14	IMPLEMENTAZIONE RETE ELETTRICA PORTUALE (SMART ENERGY GRID).....	346
17.14.1	Utenze a 50Hz.....	346
17.14.2	Utenze a 60Hz.....	347
17.14.3	Utenze dotate di Fuel Cell	347
17.14.4	Sovraproduzione da fonte primaria.....	347
17.14.5	Gestione flussi energetici (smart energy grid).....	347
17.14.6	Costo smart energy grid.....	348
17.15	VERSATILITÀ DEL SISTEMA.....	348
17.15.1	Riduzione dei costi gestionali.....	348
17.15.2	Stabilità del sistema.....	349
17.15.3	Tracciabilità della fonte energetica	349
17.16	PROGETTO PILOTA SISTEMA ENERGETICO INTEGRATO (ZEPHYRO)	349
17.16.1	Quantità di idrogeno verde.....	350
17.16.1.1	Generazione stazionaria.....	350
17.16.1.2	Fornitura di elettricità ai traghetti.....	350
17.16.1.3	Elettificazione operazioni portuali	351
17.16.1.4	Fabbisogno di idrogeno	351
17.16.2	Impianti fotovoltaici	351
17.16.3	Aree destinate alla produzione fotovoltaica	352
17.16.3.1	Comparto 2.....	352
17.16.3.2	Aree portuali	353
17.16.3.3	Aree residuali parcheggio "Zephro"	353
17.16.3.4	Produzione PV annua.....	353
17.16.4	Batterie per stabilizzare produzione PV	354
17.16.5	Elettrolizzatori.....	354
17.16.6	Stoccaggio.....	354
17.16.7	Celle a combustibile.....	354
17.16.8	Interconnessione celle a combustibile con rete elettrica portuale (smart grid)	354
17.16.9	Erogazione idrogeno gassoso.....	354
17.16.10	Valutazione del progetto da parte della Commissione Europea.....	354
17.17	PROGETTO PILOTA SHUTTLE BUS PORTUALI AD IDROGENO (LIFE3H)	354
17.17.1	Scopo del progetto pilota	355
17.17.2	Il progetto dimostrativo	356
17.17.3	Valutazione del progetto da parte della Commissione Europea.....	357
17.18	ISTRUTTORIE AVVIATE.....	357
17.18.1	Ministero dello Sviluppo Economico	357
17.18.2	European Clean Hydrogen Alliance.....	357

17.19	COPERTURA FINANZIARIA.....	357
18.	RIASSETTO SISTEMA LOGISTICO ENERGETICO	359
18.1	PRODOTTI PETROLIFERI.....	359
18.1.1	<i>Terminale off-shore (Petroli Investimenti).....</i>	359
18.1.2	<i>Depositi costieri (So.De.Co.).....</i>	360
18.1.2.1	So.De.Co. 1 (ex So.De.Co.)	360
18.1.2.2	So.De.Co. 2 (ex Campagna Italtroli)	360
18.1.2.3	So.De.Co. 3 (ex S.I.P.I.C.)	360
18.1.2.4	So.De.Co. 3 (ex Praoil)	360
18.2	PUNTO DI NAZIONALIZZAZIONE METANO LIQUIDO	361
18.3	DEPOSITI COSTIERI LOHC	362
19.	CONCLUSIONI	363
19.1	MONITORAGGIO ENERGETICO	363
19.2	MONITORAGGIO AMBIENTALE.....	363
19.3	COERENZA CON PIANIFICAZIONE EUROPEA	364
19.3.1	<i>FuelEU Marime</i>	364
19.3.2	<i>Regolamento sulle infrastrutture per i combustibili alternativi (AFIR).....</i>	364
19.3.3	<i>Direttiva Energie Rinnovabili (REDIII).....</i>	365
19.3.4	<i>Direttiva sulla tassazione dell'energia.....</i>	365
19.3.5	<i>Sistema di scambio di quote di emissione (EU ETS).....</i>	365
19.3.6	<i>Recepimento indicazioni del pacchetto "Fit for 55"</i>	366
19.4	COERENZA CON INDICAZIONI DEGLI STAKEHOLDERS PORTUALI	366
19.5	DECARBONIZZAZIONE UTENZE ADSP.....	368
19.5.1	<i>Efficientamento impianti illuminazione con LED.....</i>	368
19.5.2	<i>Energia prodotta da impianti fotovoltaici.....</i>	368
19.5.3	<i>Utenze alimentate a metano.....</i>	369
19.5.4	<i>Monitoraggio</i>	369
19.6	ELETTRIFICAZIONE AMBITI PORTUALI CON RINNOVABILI	369
19.6.1	<i>Riduzione dei costi gestionali.....</i>	370
19.6.2	<i>Stabilità del sistema.....</i>	370
19.6.3	<i>Tracciabilità della fonte energetica</i>	370
19.6.4	<i>Costi di investimento</i>	370
19.7	COMBUSTIBILI NON CLIMA ALTERANTI.....	371
19.7.1	<i>Coerenza con la proposta di revisione della Direttiva sui combustibili alternativi</i>	371
19.7.2	<i>Fornitura di energia elettrica a terra nei porti marittimi.....</i>	372
19.7.3	<i>Obiettivi per la fornitura di GNL nei porti marittimi.....</i>	374
19.7.4	<i>Coerenza tra le diverse proposte del pacchetto Fit for 55.....</i>	374
19.7.5	<i>Necessità di coordinamento tra tutte le parti interessate</i>	374
19.7.6	<i>La necessità di un piano di finanziamento globale</i>	375
19.7.7	<i>L'implementazione dell'AFIR deve tenere conto dei diversi modelli di governance</i>	375
19.7.8	<i>Devono essere ottenute riduzioni effettive e significative delle emissioni.....</i>	376
19.7.9	<i>3. Allineare i requisiti FuelEU alle disposizioni AFIR</i>	376
19.7.10	<i>Criteri che consentano soluzioni alternative equivalenti all'SSE.....</i>	376
19.7.11	<i>Catena logistica portuale legata all'idrogeno verde</i>	377
19.8	WORLD ENERGY OUTLOOK 2021	377
19.8.1	<i>Nuovo modello economico</i>	377
19.8.2	<i>Prossimi stadi della transizione energetica</i>	378
19.8.3	<i>Correlazione con la COP 26</i>	378
19.8.4	<i>Gli impegni presi dalla COP 26</i>	379
19.8.5	<i>Tempi previsti per la transizione energetica.....</i>	379
19.8.6	<i>Divario tra impegni assunti ed obiettivi</i>	379
19.8.7	<i>I driver della decarbonizzare il sistema.....</i>	380

19.8.8	<i>Il ruolo della finanza.....</i>	381
19.8.9	<i>Le strategie per decarbonizzare.....</i>	382
19.8.10	<i>Il ruolo dei combustibili tradizionali.....</i>	383
19.8.11	<i>Le possibili perturbazioni del mercato energetico.....</i>	383
19.8.12	<i>La stabilità del sistema passa attraverso la sua decarbonizzazione.....</i>	383
19.8.13	<i>La vigilanza sul sistema.....</i>	384
19.8.14	<i>I costi della mancata decarbonizzazione.....</i>	384
19.8.15	<i>I vantaggi della decarbonizzazione.....</i>	385
19.8.16	<i>Nel prossimo futuro le FER aumenteranno massicciamente.....</i>	385
19.9	RICADUTE SOCIALI.....	386
19.9.1	<i>Il programma WaveSax.....</i>	386
19.9.2	<i>Il programma eolico flottante.....</i>	386
19.9.3	<i>Centro di produzione ed installazione di rinnovabili tradizionali.....</i>	386
19.9.4	<i>La Comunità Energetica Rinnovabile del Porto (CER-P).....</i>	387
19.10	SOSTENIBILITÀ DEASP.....	387

INTRODUZIONE

Nelle more dell'approvazione delle *“Linee guida per la redazione dei documenti di pianificazione energetico-ambientale dei sistemi portuali”* (ex art.4-bis della Legge 28.01.1994, n.84), sulla scorta delle esperienze e conoscenze in possesso di questa AdSP, questa Autorità ha redatto il documento di Pianificazione Energetica ed Ambientale del porto di Civitavecchia (DEASP 2017), che è stato allegato al Piano Operativo Triennale 2018-2020 (POT) dell'Ente approvato dal Comitato di Gestione dell'Ente con Delibera n.18 del 16.11.2017. Il DEASP 2017 ed è stato trasmesso al MIT con prot.15065 del 27.11.2017.

Il DEASP 2017 teneva conto del monitoraggio energetico ambientale del porto di Civitavecchia nel periodo 2015-2017, ed assumeva il 2015 quale anno di riferimento per verificare l'efficacia degli interventi che l'Ente ha promosso al fine di ridurre le emissioni del principale Green House Gas (GHG), vale a dire l'anidride carbonica (CO₂).

L'AdSP del Mare Tirreno Centro Settentrionale per le misure adottate e previste nel citato Documento di Pianificazione Energetica ed Ambientale è stata insignita di un prestigioso riconoscimento denominato “Smart Port of the Year & Green technology”, nell'ambito dell'evento internazionale Remtech Expo 2019.

Con Decreto n.408 del 17.12.2018 del Direttore Generale per il clima e l'energia del MAT*TM (oggi MiTE), di concerto con il Direttore Generale per la vigilanza sulle autorità portuali, le infrastrutture portuali ed il trasporto marittimo e per vie d'acqua interne del MIT (oggi MiMS), sono state approvate le *“Linee guida per la redazione dei documenti di pianificazione energetico-ambientale dei sistemi portuali”* che forniscono gli indirizzi utili alla redazione dei documenti di pianificazione energetico-ambientale dei sistemi portuali, con l'obiettivo di ridurre i consumi di combustibili fossili e, quindi, le emissioni di CO₂, migliorando la qualità ambientale dei porti e delle aree limitrofe, contribuendo a salvaguardare la salute e il benessere dei lavoratori e della popolazione, nonché ad aumentare la competitività dei sistemi portuali.

Pertanto, è stato necessario adeguare i contenuti DEASP 2017, alle disposizioni contenute nel Decreto Direttoriale MAT*TM 408/2018, attraverso la redazione del DEASP 2019, redatto in continuità con il DEASP 2017 e tenendo conto del mutato scenario trasportistico intervenuto, nonché delle *Linee guida* approvate con il già menzionato Decreto Direttoriale.

Tale documento è stato approvato dal Comitato di Gestione dell'Ente con Delibera n.58 del 24.10.2019, e definiva le modalità di conseguimento degli obiettivi in esso contenuti con un orizzonte temporale che prevedeva una sua prima verifica al 2025. Il DEASP 2019 prefigurava la necessità di basare gli interventi successivi al 2025 tenendo conto della necessità di dimezzare entro il 2050 le emissioni di GHG attraverso l'implementazione di sostanze non climalteranti quali l'idrogeno e l'ammoniaca.

L'emergenza pandemica causata dalla diffusione del Covid-19 ha spinto tutti gli organi istituzionali (comunitari e nazionali) ad accelerare il processo di decarbonizzazione di tutte le attività antropiche attraverso l'emanazione di norme e regolamenti tesi ad azzerare le emissioni di gas clima alteranti. Seguendo tale impulso, l'AdSP ha deciso di modificare radicalmente la propria programmazione energetico ambientale al fine di fare del porto di Civitavecchia il primo porto al mondo ad avere emissioni nulle di GHG.

Sulla scorta del modello energetico di Civitavecchia, una volta acquisiti i necessari dati energetici (attraverso appositi monitoraggi svolti a cura delle filiali di Fiumicino e Gaeta), anche gli altri due porti del sistema saranno dotati, progressivamente, di strumenti tesi ad azzerare le emissioni di GHG derivanti dalle attività marittimo/portuali da essi ospitati.

Tenendo conto delle numerose indicazioni impartite da molteplici istituzioni anche internazionali successivamente alla Delibera del CdG 58/2019, tutte tese ad accelerare il processo di decarbonizzazione rispetto alle scadenze ed alla intensità di tale processo (teso a salvaguardare l'equilibrio climatico del pianeta) previste fino al 2019, è stato redatto il DEASP 2020 (outlook 2030) adottato a seguito della Delibera del Comitato di Gestione dell'Ente con Delibera n.66 del 20.11.2020.

A seguito dell'emanazione del Regolamento UE n.523 del 24.03.2021, che istituisce il programma InvestEU questa AdSP ha provveduto ad aggiornare i contenuti del DEASP adottato a seguito della Delibera del CdG n.66/2020 attraverso la redazione del documento approvato dal Comitato di Gestione dell'ente con Delibera n.28 del 28.05.2021. Tale documento a dettagliare i programmi relativi alla decarbonizzazione del porto di Civitavecchia, in funzione della tempistica prevista:

- ÷ breve termine, inerente alla decarbonizzazione della rete elettrica portuale (e conseguentemente di tutte le utenze connesse);
- ÷ medio termine, composto da interventi condizionati da decisioni commerciali in gran parte esogene alla potestà amministrativa dell'AdSP;
- ÷ lungo termine, relativo alla completa decarbonizzazione dei traffici portuali attraverso, anche, l'utilizzo di "idrogeno verde" quale vettore energetico (c.d. Sistema Energetico Integrato).

Successivamente alla Delibera del CdG n.28/2021, a luglio 2021, la Commissione Europea ha varato il pacchetto "Fitfor55" che ha un importante impatto sulla pianificazione energetica ed ambientali dei porti comunitari. Infatti, il pacchetto per ottenere un incremento della percentuale di riduzione delle emissioni di GHG rispetto al 1990 (55%, entro il 2030) prevede la modifica di alcune direttive e regolamenti comunitari connesse ai traffici marittimo/portuali:

- ÷ modifiche alla direttiva sulle energie rinnovabili (RED);
- ÷ modifiche alla direttiva sull'efficienza energetica (EED);
- ÷ revisione del sistema di scambio di quote di emissione (ETS);
- ÷ revisione della direttiva sulle infrastrutture per i combustibili alternativi (AFID);
- ÷ revisione della direttiva sulla tassazione dell'energia;
- ÷ nuovo regolamento sui combustibili marittimi europei (FuelEU Maritime).

Inoltre, a fine agosto 2021, il Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) ha avviato il programma Green Ports 2021 relativo al Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (GP-PNRR-2021), invitando questa AdSP a presentare progetti da realizzare entro il 2025 (per un importo di circa 22 milioni di Euro) inerenti alla decarbonizzazione dei traffici marittimo/portuali di Civitavecchia.

Infine, il drammatico aumento del costo di produzione di energia elettrica (passato da circa 20 €/MWh del febbraio 2020, a quasi 400 €/MWh dell'ottobre 2021) ha reso necessario una accelerazione della costituzione della prima Comunità Energetica Rinnovabile Portuale (CER-P), che risulta essere condizione necessaria affinché il programma di decarbonizzazione del porto di Civitavecchia sia sostenibile, in quanto rispettoso delle esigenze:

- ÷ ambientali, associate alla riduzione delle emissioni,
- ÷ economiche, con la creazione di un sistema tariffario equo;
- ÷ sociali, promozione della transizione industriale del territorio, attraverso la promozione della logistica associata alle rinnovabili, con conseguente creazione di nuovi e duraturi impieghi rispettosi delle esigenze manifestate dalla società civile del comprensorio di Civitavecchia.

Per costituire tale comunità risulta essenziale procedere alla digitalizzazione del sistema elettrico portuale immediatamente, procedendo a completare la rete elettrica del porto di Civitavecchia affinché possa essere implementata a “smart grid neurale”.

1. INQUADRAMENTO NORMATIVO

L'art. 4-bis, della Legge 28.01.1984, n. 84, introdotto dall'art.5 del D.lgs. 04.08.2016, n. 169, prevede che la pianificazione del sistema energetico portuale sia rispettosa dei criteri di sostenibilità ambientale e coerente con le politiche promosse dalle vigenti direttive europee in materia, e pone in capo a questa AdSP la redazione del documento di pianificazione energetica ed ambientale dello stesso sistema portuale, con il fine di perseguire adeguati obiettivi, con particolare riferimento alla riduzione delle emissioni di CO₂.

Il DEASP è stato redatto sulla base delle linee guida adottate dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, di concerto con il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, con Decreto Direttoriale 408/2018 e definisce gli indirizzi strategici per l'implementazione di specifiche misure che migliorino l'efficienza energetica e promuovano l'uso delle energie rinnovabili in ambito portuale.

Il DEASP 2021 contiene:

- ÷ individuazione degli obiettivi di sostenibilità energetico-ambientale del porto;
- ÷ individuazione degli interventi e delle misure da attuare per il raggiungimento degli obiettivi;
- ÷ preventiva valutazione di fattibilità tecnico-economica, anche mediante analisi costi-benefici; appare evidente l'opportunità che una tale analisi venga effettuata utilizzando le tecniche maggiormente adatte al caso specifico, ma necessariamente estese al cosiddetto "Costo Globale", in modo da restituire anche in termini socio-economici i risultati dei benefici ambientali; come meglio specificato nel cap.5, tale valutazione potrà essere estesa sia all'insieme degli interventi previsti nel DEASP, che a ciascuno di essi, qualora se ne ravvisi l'opportunità ovvero sia richiesto da specifiche previsioni normative;
- ÷ programmazione degli interventi, anche parziali, in un arco temporale prefissato, individuando gli obiettivi da raggiungere.

Il Documento è stato redatto tenendo conto anche del seguente quadro normativo.

1.1 Sustainable Development Goals 2030 (UNDP)

I 17 obiettivi di sviluppo sostenibile (Sustainable Development Goals SDGs) e i 169 sotto-obiettivi ad essi associati costituiscono il nucleo vitale dell'Agenda 2030 dell'ONU. Tengono conto in maniera equilibrata delle tre dimensioni dello sviluppo sostenibile, ossia economica, sociale ed ecologica. Per la prima volta, un solo documento programmatico riunisce lo sviluppo sostenibile e la lotta alla povertà.

Gli obiettivi di sviluppo sostenibile dovranno essere realizzati entro il 2030 a livello globale da tutti i Paesi membri dell'ONU. Ciò significa che ogni Paese del pianeta è chiamato a fornire il suo contributo per affrontare in comune queste grandi sfide. Anche la Svizzera è tenuta ad attuare gli obiettivi a livello nazionale. Inoltre, si dovranno trovare incentivi per incoraggiare gli interlocutori non governativi a partecipare in modo più attivo allo sviluppo sostenibile.

Il porto di Civitavecchia ha attivamente partecipato a questo processo, come risulta essere testimoniato dalla partecipazione ad Anversa (nel 2018) della presentazione mondiale delle attività

portuali poste a sostegno degli SDGs. Infatti, il porto di Civitavecchia (il 22.03.2018) è stato chiamato ad essere uno dei relatori nell'ambito del "World Ports Sustainability Program launch" nell'ambito della sessione "Communities & Innovation".

1.2 Accordo di Parigi del 15.12.2015 (COP21)

L'accordo di Parigi stabilisce un quadro globale per evitare pericolosi cambiamenti climatici limitando il riscaldamento globale ben al di sotto dei 2°C e proseguendo con gli sforzi per limitarlo a 1,5°C. Inoltre, punta a rafforzare la capacità dei paesi di affrontare gli impatti dei cambiamenti climatici e a sostenerli nei loro sforzi.

L'accordo di Parigi è il primo accordo universale e giuridicamente vincolante sui cambiamenti climatici, adottato alla conferenza di Parigi sul clima (COP21) il 15.12.2015.

L'UE e i suoi Stati membri sono tra le 190 parti dell'accordo di Parigi. L'UE ha formalmente ratificato l'accordo il 5 ottobre 2016, consentendo in tal modo la sua entrata in vigore il 4 novembre 2016. Affinché l'accordo entrasse in vigore, almeno 55 paesi che rappresentano almeno il 55% delle emissioni globali hanno dovuto depositare i loro strumenti di ratifica.

Il porto di Civitavecchia ha attivamente partecipato a questo processo, come risulta essere testimoniato dalla partecipazione a Parigi (nel novembre 2015) ai lavori preparatori alla ratifica dell'Accordo.

1.3 Annesso VI della Convenzione MarPol 73/78

L'International Maritime Organization (IMO), ha emanato norme specifiche relative alla prevenzione dell'inquinamento atmosferico, contenute nell'Annesso VI della convenzione MarPol 73/78 ("Regulations for the Prevention of Air Pollution from ships), entrato in vigore il 19.05.2005. Particolarmente importante per la redazione del presente documento è l'evoluzione dei limiti del tenore di zolfo dei combustibili marini imposti dalla Regola 14 (Sulphur oxides (SOx) and Fuel Oil quality):

÷ fino al 31.12.2011:	4,50%;
÷ dal 01.01.2012 al 31.12.2019:	3,50%;
÷ dal 01.01.2020:	0,50%.

L'Annesso VI della Convenzione MarPol 73/78 (la cui traduzione ufficiale è allegata alla Legge 06.02.2006, n. 57), disciplina le emissioni in atmosfera delle navi aventi stazza superiore a 400 TSL. Detta Regola emanata dall'IMO ha fissato, per la prima volta, dei limiti emissivi che devono essere conseguiti attraverso l'ammodernamento dei generatori di bordo, e limiti sul tenore di zolfo presente nei combustibili marini (4,5% in massa). Durante la 70ma sessione del MEPC (Marine Environment Protection Committee) dell'IMO (il 28.10.2016), è stato stabilito di vietare l'utilizzo di combustibili per uso marittimo con tenore di zolfo superiore allo 0,50% in massa, a partire dal 01.01.2020.

1.4 Accordo IMO del 23.10.2020 (ISWG-GHG 7)

Ridurre l'intensità di carbonio dal trasporto marittimo del 40% rispetto ai livelli del 2008 nei prossimi 10 anni. È l'accordo legalmente vincolante raggiunto il 23.10.2020 dall'IMO e riportato nero su bianco nel testo con cui, l'Organizzazione Marittima Internazionale intende modificare la Convenzione MARPOL per la prevenzione dell'inquinamento del mare. Il testo è stato sviluppato dalla settima sessione del gruppo di lavoro dell'IMO sulla riduzione delle emissioni di gas serra dalle navi (ISWG-GHG 7). Le modifiche riguardano tutto il naviglio oggi esistente al mondo (circa 60mila navi).

La decisione è in linea con l'obiettivo iniziale fissato dall'IMO di ridurre le emissioni navali di CO₂ di almeno il 50% entro il 2050, rispetto ai livelli del 2008, con un'intensità di carbonio ridotta del 40% entro il 2030, onde evitare l'irreparabile considerato che la navigazione internazionale produce circa 1 miliardo di tonnellate di emissioni di gas serra ogni anno, pari al 3% delle emissioni globali annuali. Senza ulteriori azioni, le emissioni delle navi nel 2050 dovrebbero raggiungere il 90-130% dei livelli del 2008.

1.5 Direttiva UE 2001 del 11.12.2018

La Direttiva UE n.2001 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11.12.2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, fissa degli obiettivi vincolanti, da conseguire entro il 31.12.2030, riguardo la decarbonizzazione del sistema elettrico comunitario.

1.6 Regolamento UE 1999 del 11.12.2018

Il Regolamento UE n.1999 del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11.12.2018 sulla governance dell'Unione dell'energia prevede istituti e procedure per conseguire gli obiettivi e traguardi dell'Unione dell'energia, e in particolare, i traguardi dell'Unione fissati per il 2030 in materia di energia e di clima.

Il Regolamento delinea le seguenti cinque "dimensioni"- assi fondamentali - dell'Unione dell'energia:

- ÷ sicurezza energetica;
- ÷ mercato interno dell'energia;
- ÷ efficienza energetica;
- ÷ decarbonizzazione;
- ÷ ricerca, innovazione e competitività.

Le cinque dimensioni dell'energia UE sono collegate agli obiettivi perseguiti dall'Unione al 2030 in materia di energia e clima:

- ÷ quanto alle **emissioni di gas ad effetto serra**, il nuovo Regolamento (UE) 2018/842 (articolo 4 e allegato I) – sulla base dell'Accordo di Parigi del 2016 - fissa i livelli vincolanti delle riduzioni delle emissioni al 2030 per ciascuno Stato membro. Per l'Italia, il livello fissato al 2030 è del - 33% rispetto al livello nazionale 2005. L'obiettivo vincolante per l'UE nel suo complesso è una

riduzione interna di almeno il 40 % delle emissioni rispetto ai livelli del 1990, da conseguire entro il 2030:

- ÷ quanto all'**energia rinnovabile**, la nuova Direttiva (UE) 2018/2001 (articolo 3) dispone che gli Stati membri provvedono collettivamente a far sì che la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione nel 2030 sia almeno pari al 32%. Contestualmente, a decorrere dal 1° gennaio 2021, la quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia di ciascuno Stato membro non deve essere inferiore a dati limiti. Per l'Italia tale quota è pari al 17%;
- ÷ quanto all'**efficienza energetica**, ai sensi della nuova Direttiva 2018/2002/UE, l'obiettivo di miglioramento dell'Unione è pari ad almeno il 32,5 % al 2030 rispetto allo scenario 2007.

1.7 Direttiva UE 944 del 05.06.2019

La Direttiva UE n.944 del Parlamento europeo e del Consiglio del 05.06.2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, stabilisce norme comuni per la generazione, la trasmissione, la distribuzione, lo stoccaggio e la fornitura dell'energia elettrica, unitamente a disposizioni in materia di protezione dei consumatori, al fine di creare nell'Unione europea mercati dell'energia elettrica effettivamente integrati, competitivi, incentrati sui consumatori, flessibili, equi e trasparenti.

1.8 Green Deal del 11.12.2019

La Commissione Europea ha emanato il giorno 11.12.2019, il c.d. Green Deal europeo, per superare i cambiamenti climatici e il degrado ambientale sono una minaccia enorme per l'Europa e il mondo, attraverso una nuova strategia per la crescita che trasformi l'Unione in un'economia moderna, efficiente sotto il profilo delle risorse e competitiva in cui:

- ÷ nel 2050 non siano più generate emissioni nette di gas a effetto serra;
- ÷ la crescita economica sia dissociata dall'uso delle risorse;
- ÷ nessuna persona e nessun luogo sia trascurato.

1.9 Il programma “REPowerEU” del 09.03.2022

La Commissione Europea ha emanato il giorno 09.03.2022, il programma “REPowerEU”, che mira a diversificare le fonti di approvvigionamento di gas, accelerare la diffusione di gas rinnovabili e sostituire il gas nel riscaldamento e nella produzione di energia, rendendo così possibile ridurre di due terzi la domanda dell'UE di gas russo.

1.10 Il pacchetto “Fit for 55” del 14.07.2021

La Commissione Europea ha emanato il giorno 14.07.2021, il programma “Fit for 55”, che contiene 13 proposte legislative sull'energia e sul clima, che hanno lo scopo comune di mettere l'Unione Europea in condizione di centrare l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas serra del 55% (rispetto a quelle del 1990) entro il 2030 come previsto dalla Legge Clima. Alcuni dei provvedimenti sono

un aggiornamento della legislazione già esistente, per allinearla con il Green Deal e i nuovi target. È il caso della revisione dell'ETS, il mercato del carbonio europeo, o delle modifiche alla direttiva sulle energie rinnovabili (RED). In altri casi, invece, il pacchetto Fit for 55 introduce nuova legislazione: ad esempio la proposta di tassa sul carbonio alla frontiera (CBAM) o la nuova strategia forestale dell'UE. Presi tutti insieme, disegnano gran parte del 'piano esecutivo' con cui Bruxelles vuole affrontare la transizione ecologica.

Questi sono i 13 provvedimenti che la Commissione Europea ha presentato oggi e che compongono il pacchetto Fit for 55:

- ÷ modifiche alla direttiva sulle energie rinnovabili (RED);
- ÷ modifiche alla direttiva sull'efficienza energetica (EED);
- ÷ revisione del sistema di scambio di quote di emissione (ETS);
- ÷ revisione del regolamento sull'Effort Sharing (ESR);
- ÷ nuovo meccanismo di aggiustamento del carbonio alle frontiere (CBAM);
- ÷ modifica del regolamento sugli standard emissivi di CO₂ per trasporto su gomma;
- ÷ revisione del regolamento sull'uso del suolo, cambiamento di uso e silvicoltura (LULUCF);
- ÷ revisione della direttiva sulle infrastrutture per i combustibili alternativi (AFID);
- ÷ revisione della direttiva sulla tassazione dell'energia;
- ÷ nuova strategia forestale dell'UE;
- ÷ nuovo fondo sociale per l'azione per il clima;
- ÷ nuovo regolamento sui carburanti sostenibili per l'aviazione (ReFuelEU Aviation);
- ÷ nuovo regolamento sui combustibili marittimi europei (FuelEU Maritime).

In particolare, il pacchetto prevede la graduale estensione del sistema ETS al trasporto marittimo a partire dal 2023, con un periodo di transizione della durata di tre anni. Ad essere incluse saranno le navi di oltre 5.000 tonnellate di stazza lorda e il sistema coprirà l'intero traffico marittimo intra-europeo e il 50% dei viaggi marittimi extra-europei. Il pacchetto UE include anche una proposta di regolamento per l'uso nel settore del trasporto marittimo di combustibili rinnovabili e a basso contenuto di carbonio. Si tratta dell'iniziativa FuelEU Maritime che prevede la fissazione di un limite massimo al tenore di gas a effetto serra dell'energia utilizzata dalle navi che fanno scalo nei porti europei.

1.11 Regolamento UE 852 del 18.06.2020

Il 18.06.2020, il Parlamento europeo ha approvato il Regolamento 852/2020 relativo all'istituzione di un quadro che favorisce gli investimenti sostenibili e recante modifica del regolamento (UE) 2019/2088.

Il Regolamento individua sei obiettivi di tipo ambientale il cui rispetto consentirà ad un'attività economica di godere di un label di sostenibilità, al fine di stabilire se un investimento finanziario possa qualificarsi come sostenibile nell'ambito dell'Unione Europea. I benefici di una tale classificazione sarebbero inizialmente di tipo reputazionale e di marketing (alla luce del ruolo sempre maggiore degli investimenti sostenibili nelle politiche di investimento dei diversi

investitori), ma non solo: numerosi programmi adottati a livello comunitario prevedono, infatti, sovvenzioni e investimenti dedicati alle imprese che contribuiscano a vario titolo alla transizione a un'economia green.

Per godere del label di sostenibilità ai sensi della *Taxonomy Regulation*, le imprese dovranno dimostrare di contribuire ad uno dei seguenti obiettivi, senza causare alcun rilevante pregiudizio per gli altri:

- ÷ mitigazione del cambiamento climatico;
- ÷ adattamento al cambiamento climatico;
- ÷ uso sostenibile e protezione delle risorse idriche e marine;
- ÷ transizione ad un'economia circolare, prevenzione degli sprechi e incremento dell'utilizzo di materiali secondari;
- ÷ prevenzione e controllo dell'inquinamento;
- ÷ protezione e ristorazione della biodiversità e degli ecosistemi.

1.12 Regolamento UE 523 del 24.03.2021

Il 24.03.2021, il Parlamento europeo ha approvato il Regolamento 523/2021 che istituisce il fondo InvestEU, che prevede la concessione di una garanzia dell'Unione per sostenere le operazioni di finanziamento e di investimento effettuate dai partner esecutivi che contribuiscono alle politiche interne dell'Unione.

1.13 Accordo Next Generation EU del 21.07.2020

Il 21.07.2020, il Consiglio europeo ha varato su un pacchetto da 750 miliardi di euro (Next Generation Eu) per sostenere la ripresa post Covid-19, che si basa sui seguenti pilastri:

- ÷ sostenere la ripresa degli Stati membri;
- ÷ rilanciare l'economia e sostenere gli investimenti privati;
- ÷ trarre insegnamenti dalla crisi.

1.14 Decreto Legislativo 03.04.2006, n.152

La parte V (Norme in materia di tutela dell'aria e di riduzione delle emissioni in atmosfera) del D.lgs. 03.04.2006, n.152 (Testo Unico Ambientale), contiene delle norme di assoluto rilievo per la redazione del presente documento.

Particolarmente importante è l'art.295 del D.lgs. 152/2006 (Combustibili per uso marittimo), il cui c.8 stabilisce che a decorrere dal 01.01.2010 è vietato l'utilizzo di combustibili per uso marittimo con tenore di zolfo superiore allo 0,10% in massa su navi all'ormeggio, e la relativa Circolare di applicazione del MATTM (10023/2010).

1.15 Decreto Legislativo 13.08.2010, n.155

Il **Documento** recepisce le indicazioni in materia di qualità dell'aria ambiente nel D.lgs. 13.08.2010, n.155, di recepimento della Direttiva UE 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa.

1.16 Decreto Legislativo 04.07.2014, n.102

Il **Documento** recepisce le indicazioni in materia di efficienza energetica contenute nel D.lgs. 04.07.2014, n.102, di recepimento della Direttiva 2012/27/UE, e stabilisce un quadro di misure per il miglioramento dell'efficienza energetica portuale anche attraverso la promozione di progetti finalizzati al rilascio di Titoli di Efficienza Energetica ai diversi operatori portuali.

1.17 Legge 04.11.2016, n.204

Il **Documento** recepisce le indicazioni in materia di decarbonizzazione contenuti nella Legge 04.11.2016, n.204, con cui Il Presidente della Repubblica è stato autorizzato a ratificare l'Accordo di Parigi collegato alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, adottato a Parigi il 12 dicembre 2015.

1.18 Decreto Legislativo 16.12.2016, n.257

Il **Documento** recepisce le indicazioni contenute nel D.lgs. 16.12.2016, n.257, di recepimento della Direttiva 2014/94/UE, tese a ridurre la dipendenza dal petrolio e attenuare l'impatto ambientale nel settore dei trasporti. Il D.lgs. 257/2016 stabilisce i requisiti minimi per la costruzione di infrastrutture per i combustibili alternativi, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici e i punti di rifornimento di gas naturale liquefatto e compresso, idrogeno e gas di petrolio liquefatto, da attuarsi mediante il relativo Quadro Strategico Nazionale, nonché le specifiche tecniche comuni per i punti di ricarica e di rifornimento, e requisiti concernenti le informazioni agli utenti.

1.19 Decreto Legislativo 09.06.2020, n.47

Il Decreto legislativo n.47 del 09.06.2020, ai sensi della delega contenuta nell'articolo 23 della Legge di delegazione europea 2018, Legge n. 117/2019, ha recepito nell'ordinamento interno la Direttiva (UE) 2018/410, che stabilisce il funzionamento dell'Emissions Trading System europeo (EU-ETS) nella fase IV del sistema (2021-2030).

1.20 Decreto Legislativo 10.06.2020, n.48

Il Decreto legislativo n.48 del 10.06.2020, ai sensi della delega contenuta nell'articolo 23 della Legge di delegazione europea 2018, Legge n. 117/2019, ha recepito nell'ordinamento interno la Direttiva (UE) 2018/844 sulla prestazione energetica nell'edilizia (Direttiva EPBD-Energy Performance of Buildings Directive).

In sede europea, in data 27 maggio scorso, era stata avviata nei confronti dell'Italia una procedura d'infrazione (n. 2020/0205) per mancato recepimento della direttiva in questione.

1.21 Decreto Legislativo 14.07.2020, n.73

Il Decreto legislativo n. 73 del 14 luglio 2020, ai sensi della delega contenuta nella citata Legge n. 117/2019, ha dato recepimento alla Direttiva UE 2018/2002 sull'efficienza energetica.

1.22 Delibera Giunta Regione Lazio 31.10.2017, n.656

La Giunta della Regione Lazio con Delibera n.656 del 31.10.2017 ha adottato l'aggiornamento del Piano Energetico Regionale (PER-Lazio) con il quale vengono attuate le competenze regionali in materia di pianificazione energetica, per quanto attiene l'uso razionale dell'energia, il risparmio energetico e l'utilizzo delle fonti rinnovabili

Il PER è in corso di aggiornamento e si prevede che vengano aggiunte specifiche norme tese ad incrementare le FER e l'utilizzo dell'idrogeno verde quale buffer energetico.

1.23 Delibera Giunta Regione Lazio 04.08.2020, n.539

La Giunta della Regione Lazio con Delibera n.539 del 04.08.2020 ha adottato l'aggiornamento del Piano di Risanamento della Qualità dell'Aria (PRQA) ai sensi dell'art. 9 e art. 10 del D.lgs 155/2010. L'art.8 del PRQA prevede che entro 36 mesi dalla data di pubblicazione del Piano devono essere individuate e promosse efficaci misure di mitigazione delle emissioni relative alle attività portuali.

Le misure che devono essere valutate in termini di benefici ambientali sono almeno le seguenti:

- ÷ rinnovo e sostituzione della flotta di rimorchiatori anche ad alimentazione elettrica o ibrida per contenere le emissioni in fase di manovra;
- ÷ linee guida e prescrizioni per il contenimento delle emissioni polverulente dovute alle operazioni di carico e scarico delle merci alla rinfusa, nonché per il contenimento delle emissioni dovute allo stoccaggio di merci o combustibili solidi (carbone);
- ÷ elettrificazione, anche parziale, delle banchine dei terminal commerciali e turistici per ridurre le emissioni delle navi in fase di stazionamento;
- ÷ individuazione di modalità gestionali delle fasi di movimentazione delle navi che tengano conto delle condizioni di dispersione degli inquinanti in aria;
- ÷ rispetto dei limiti di emissioni di gas di scarico prodotte dal trasporto marittimo previsti per il 2020 dalla direttiva n 2012 33 /UE;
- ÷ utilizzo di combustibili a basso tenore di zolfo durante il periodo di stazionamento nel porto.

In particolare, il PRQA individua delle misure specifiche che consentono il raggiungimento della riduzione delle emissioni attraverso mirate azioni. L'azione concernente la riduzione delle emissioni derivanti dai traffici del sistema portuale sono descritte al punto 5.2.4. degli allegati (Trasporti non stradali). La Regione, con il coinvolgimento dei diversi soggetti interessati, intende individuare e promuovere efficaci misure di mitigazione delle emissioni relative alle attività portuali.

Di particolare importanza, anche per la Regione Lazio, è la redazione del DEASP (Documento di Pianificazione Energetica e Ambientale), il documento necessario per la programmazione energetica del territorio portuale, i cui contenuti sono stati definiti all'interno delle Linee Guida emanate dal MATTM con il decreto n. 408 del 17 dicembre 2018. Quest'ultime, infatti, consentono

di sviluppare una valutazione attuale e prospettica del fabbisogno energetico del sistema portuale, fornendo gli strumenti per garantire nel tempo una concreta sostenibilità ambientale del sistema portuale, a parità di qualità dei servizi offerti, attraverso l'individuazione di soluzioni tecniche e organizzative innovative legate all'approvvigionamento e uso dell'energia, qualunque sia la forma utilizzata (es, elettrica, combustibili, ecc.).

1.24 Linee guida per la redazione dei Piani Regolatori di Sistema Portuale

La Direzione generale per la vigilanza sulle autorità portuali, le infrastrutture portuali ed il trasporto marittimo e per vie d'acqua interne del MIT, nel marzo 2017, ha emanato le “Linee Guida per la redazione dei Piani Regolatori dei Sistemi Portuali”, che sono state recepite dal Documento.

1.25 Linee guida per la valutazione degli investimenti di opere pubbliche

In ottemperanza a quanto previsto dal D.lgs. 29.12.2011, n.228 (Attuazione dell'articolo 30, comma 9, lettere a), b), c) e d) della legge 31 dicembre 2009, n. 196, in materia di valutazione degli investimenti relativi ad opere pubbliche), il MIT, nel giugno del 2017, ha emanato le “Linee guida per la valutazione degli investimenti di opere pubbliche nei settori di competenza del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti”, che vengono appresso applicate.

1.26 Piano Nazionale Integrato Energia Clima (PNIEC) del 17.01.2020

Il **Documento** tiene conto delle indicazioni contenute nella proposta di “Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima” del Ministero dello Sviluppo Economico, del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, del 17.01.2020.

Nella seguente tabella – tratta dal testo definitivo del PNIEC inviato alla Commissione a gennaio 2020 - sono illustrati i principali obiettivi del Piano al 2030, su rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra e le principali misure previste per il raggiungimento degli obiettivi del Piano. Gli obiettivi risultano più ambiziosi di quelli delineati nella SEN 2017.

Pertanto, i principali obiettivi del PNIEC italiano sono:

- ÷ una percentuale di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia pari al 30%, in linea con gli obiettivi previsti per il nostro Paese dalla UE;
- ÷ una quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti del 22% a fronte del 14% previsto dalla UE;
- ÷ una riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007 del 43% a fronte di un obiettivo UE del 32,5%;
- ÷ la riduzione dei "gas serra", rispetto al 2005, con un obiettivo per tutti i settori non ETS del 33%, superiore del 3% rispetto a quello previsto dall'UE.

Nel quadro di un'economia a basse emissioni di carbonio, PNIEC prospetta inoltre il phase out del carbone dalla generazione elettrica al 2025.

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNIEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	
Interconnettività elettrica				
Livello di interconnettività elettrica	10%	8%	15%	10% ¹
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		9.285		14.375

1.27 Delibera dell'Autorità per l'Energia (ARERA) n.558 del 19.12.2019

Il Documento è inoltre conforme, per quanto concerne la progettazione e gli interventi da attuare nel settore elettrico, alla Delibera AEEEG 539-2015 (regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di sistemi di distribuzione chiusi), nonché di ogni altra Delibera emanata dall'Autorità per l'energia (oggi ARERA).

Il DEASP recepisce le indicazioni contenute nella Delibera 558 del 19.12.2019. con cui ARERA ha inteso inserire le reti elettriche del sistema portuale nel registro nazionale degli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC) soggetti all'applicazione, a partire dal 01.01.2021, del Testo Integrato sui Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC).

1.28 Circolare MIT 05.02.2018, n.3087

A seguito degli importanti cambiamenti intervenuti a livello normativo con il Decreto Legislativo 4 agosto 2016, n. 169 recante la riorganizzazione, razionalizzazione e semplificazione della disciplina concernente le Autorità portuali di cui alla legge 28 gennaio 1994, n. 84 nonché da ultimo, con il Decreto Legislativo 13 dicembre 2017 n. 232 recante "Disposizioni integrative e correttive al decreto legislativo 4 agosto 2016, n.169 concernente le Autorità portuali di cui alla legge 28 gennaio 1994, n. 84, ai sensi dell'articolo 8, comma 6, della legge 7 agosto 2015, n. 124", si è proceduto ad un inevitabile aggiornamento del Regolamento d'uso delle aree demaniali marittime del porto di Civitavecchia.

Inoltre, il Regolamento tiene anche conto delle recenti indicazioni fornite da alcuni Enti e Amministrazione vigilante: Autorità Nazionale Anti Corruzione, Autorità di Regolazione dei Trasporti, Autorità Garante per la Concorrenza, Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti

(Circolare n.3087 del 05.02.2018) in materia di concessioni di demanio marittimo e di banchine portuali.

Il superiore Ministero vigilante, attraverso la deputata Direzione Generale, ha tra l'altro stabilito che l'assentimento in concessione di porzioni del sedime portuale dovesse avvenire tenuto conto anche dell'impianto ambientale dell'iniziativa, che non poteva prescindere da una corretta pianificazione energetica ed ambientale delle aree assentite.

I contenuti della Circolare MIT sono stati recepiti con Decreto Presidenziale n.254 del 14.09.2018, i cui allegati 4 e 5 riportano i criteri di pianificazione energetica ed ambientale che sono alla base della valutazione di domande in concorrenza ex art.37 del Codice della Navigazione.

1.29 Delibera del Comitato di Gestione 20.10.2020, n.60

A seguito della Delibera ARERA 558/2019/eel, il concessionario del servizio ha svolto una procedura, con pubblicità dei contenuti, inerente alla variazione del regime tariffario inerente alla concessione di servizio rep.4228/2016.

Con Delibera n.60 del 20.10.2020 il Comitato di Gestione dell'Ente ha preso atto delle nuove tariffe inerenti al servizio ed abrogato il previgente regime tariffario, il tutto a fare data dal 01.01.2021.

1.30 Delibera del Comitato di Gestione 15.04.2021, n.11

Con Delibera n.11 del 15.04.2021 il Comitato di Gestione dell'Ente ha approvato l'atto di indirizzo che prevede l'utilizzo delle aree retro-portuali di proprietà dell'Ente per dare corso alle iniziative previste dal DEASP approvato con Delibera del CdG n.66 del 20.11.2021.

1.31 Comunicazione ESPO su elettrificazione banchine del 24.03.2021

ESPO (European Sea Port Organization), cui partecipa anche il porto di Civitavecchia, ha accolto le indicazioni di questa AdSP (ampiamente illustrate nel DEASP 2019) ed ha emanato un documento inerente il processo decisionale collegato alla c.d. elettrificazione delle banchine (Towards an intelligent legislative framework for Onshore Power Supply (OPS): Europe's ports fully support more OPS where it makes sense).

2. OBIETTIVI

Il presente Documento è stato redatto in coerenza con il Green Deal europeo ed il Recovery Plan e risponde in particolare alla sfida di supportare la transizione verde declinata nel Piano Nazionale di Ripresa e di Resilienza redatto dal Governo italiano (in coerenza con l'Accordo Next Generation EU), al fine di traguardare i medesimi obiettivi in essi contenuti relativamente:

- ÷ decarbonizzazione dei traffici marittimi-portuali;
- ÷ sicurezza, migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità del sistema energetico portuale di Civitavecchia.
- ÷ trasferimento modale del trasporto da “tutto strada” al trasporto intermodale “mare-gomma” e “mare-ferro”, con una forte riduzione delle esternalità negative, attraverso il potenziamento delle Autostrade del Mare e dei collegamenti infrastrutturali ferroviari e dei collegamenti funzionali con i centri logistici del Lazio

Il PNIEC prevede degli ambiziosi obiettivi in tema di riduzione delle emissioni di GHG da conseguire entro il 2030, che appresso si riassumono:

- ÷ riduzione del 40% delle emissioni di gas a effetto serra (il doppio rispetto ai livelli del 1990);
- ÷ 30% dei consumi finali lordi coperti da energia rinnovabile;
- ÷ riduzione dei consumi di energia primaria: - 43%.

L'obiettivo, di per sé ambizioso, fissato dal PNIEC in materia di decarbonizzazione è stato superato da quello fissato dall'Accordo Next Generation.

- ÷ riduzione del 55% delle emissioni di gas a effetto serra, entro il 2030;
- ÷ azzeramento delle emissioni di gas a effetto serra, entro il 2050.

Il maggiore efficientamento del sistema energetico richiede:

- ÷ un'accentuata elettrificazione, con la quota della produzione rinnovabile a copertura dei consumi elettrici dal 55% del PNIEC a circa il 65%, cioè circa il 70% del mix produttivo (2019: 39,8%);
- ÷ proseguire fino al 2030, potenziandole, le attuali misure per l'efficienza energetica e l'uso delle energie rinnovabili nel settore edilizio;
- ÷ l'aumento dell'apporto delle rinnovabili nel 2030 ai consumi nel trasporto dal 22% ad almeno il 27%, con un accresciuto contributo delle rinnovabili elettriche (attualmente pari solo al 12% del totale).

Il mutato scenario normativo impone una radicale accelerazione della tempistica, indicata nel DEASP 2019 (approvato con Delibera del CdG n.58 del 24.10.2019), inerente alla decarbonizzazione dei traffici portuali.

Prendendo spunto dall'emergenza pandemica, il porto di Civitavecchia si candida ad essere il primo porto al mondo decarbonizzato, anticipando al 2035 il conseguimento di tale obiettivo (rispetto a quanto previsto dalla vigente normativa): vale a dire che tutti gli edifici portuali verranno alimentati con fonti rinnovabili.

Questo ambizioso obiettivo punta ad essere raggiunto utilizzando quale “*buffer*” energetico (necessario a sopperire le indisponibilità di energia rinnovabile) “idrogeno verde” (ed alte sostanze da esso derivate) con cui alimentare celle a combustibile e batterie di flusso

Inoltre, si punta a creare una catena logistica connessa all'erogazione di combustibili non climalteranti con cui verranno alimentati tutti i mezzi (marini e terrestri) che andranno ad operare all'interno della circoscrizione territoriale dell'AdSP.

Infine, si prevede di realizzare un polo tecnologico destinato alla creazione di siti produttivi associati alla realizzazione delle tecnologie che verranno impiegate per decarbonizzare i traffici portuali. Il polo tecnologico andrebbe ad essere realizzato presso le aree retroportuali di questa AdSP, al fine di rendere redditizio il loro utilizzo (contrariamente a quanto avvenuto sino alla data odierna).

La decarbonizzazione del porto di Civitavecchia aumenterà la competitività dello scalo, considerato l'imminente inserimento del settore trasporti nell'ETS (*Emission Trading Scheme*) europeo, che dovrebbe accelerare la transizione energetica prevista dall'International Maritime Organization (IMO) che ha stabilito che entro il 2050:

÷ l'intensità delle emissioni di GHG venga ridotta del 70% rispetto al 2008;

÷ le emissioni di GHG vengano ridotte del 50% rispetto al 2008.

Ciascuna delle azioni indicate nel Documento tiene conto delle cinque dimensioni dell'energia:

÷ Decarbonizzazione (emissioni e assorbimenti gas serra);

÷ Decarbonizzazione (fonti rinnovabili);

÷ Efficienza Energetica;

÷ Mercato interno dell'energia;

÷ Ricerca, innovazione e competitività.

2.1 La strategia energetica comunitaria (pacchetto “Fit for 55”).

La nuova strategia energetica comunitaria prevede 14 provvedimenti contenuti nel pacchetto Fit for 55 che sono appresso riassunti.

2.1.1 Revisione della Direttiva sull'efficienza energetica

Il nuovo target sull'efficienza energetica al 2030 passa dall'attuale 32,5% (stabilito nel 2018) a circa il 36-39% (a seconda se si consideri i consumi finali o primari di energia) e il target diventa per la prima volta vincolante a livello UE. Dal nuovo quadro sembra emergere dunque un aumento non così sfidante degli sforzi di efficienza energetica, anche considerati i progressi limitati che l'UE ha conseguito negli ultimi anni in questo ambito. In questa proposta di revisione, il target al 2030 è stato espresso secondo una nuova metodologia e indica una riduzione dei consumi di energia del 9%, da calcolarsi rispetto allo scenario di riferimento che emerge dai Piani nazionali energia e clima. La proposta rivede inoltre al rialzo l'impegno di risparmio energetico che tutti i Paesi membri dovranno mettere in atto dal 2024, tagliando i propri consumi finali ogni anno dell'1,5% (era lo 0,8% nella versione del 2018). Interessante e significativo è l'impegno che sarà richiesto agli Stati membri nel rafforzare il ruolo esemplare del settore pubblico: il settore è chiamato a ridurre ogni anno i propri consumi finali di energia dell'1,7%, soprattutto attivando un significativo piano di

riqualificazione energetica degli edifici. Ogni anno, infatti, il 3% di tutta la superficie edificata di proprietà di enti pubblici (con riferimento non più solo al governo centrale, come già richiesto dalla versione 2018, ma anche da governi locali, uffici, scuole, ospedali, etc.) dovrà essere trasformata in edifici NZEB (nearly zero energy building), cioè in edifici a bassissimo fabbisogno di energia. Appare curioso che manchi un obiettivo altrettanto impegnativo e cogente di riqualificazione energetica per la parte di edilizia privata e residenziale, che costituisce circa il 90% del parco immobiliare dell'UE e sulla quale, attualmente, vige un target NZEB solo per gli edifici di nuova costruzione.

2.1.2 Revisione della Direttiva sulle fonti rinnovabili

Il nuovo target al 2030 passa dall'attuale 32% (stabilito nel 2018) al 40% di quota di consumi finali lordi di energia soddisfatti da fonti rinnovabili, mantenendo l'obbligatorietà del target solo a livello europeo. I singoli Stati membri dovranno contribuire all'obiettivo europeo secondo degli obiettivi nazionali indicativi (dunque non obbligatori) sulla base di una metodologia già definita nel 2018. La revisione della Direttiva introduce anche degli interessanti obiettivi settoriali per promuovere la penetrazione delle rinnovabili in tutti gli usi di energia, fra cui: una crescita, obbligatoria a livello nazionale, dell'1,1% ogni anno delle rinnovabili ad uso riscaldamento e raffrescamento; una crescita indicativa delle rinnovabili negli usi termici dell'industria dell'1,1% ogni anno; una quota di consumi rinnovabili, fra elettrici e termici, negli edifici del 49% entro il 2030. Infine la nuova proposta ha anche rivisto i criteri per definire le bioenergie contabilizzabili come fonti rinnovabili in linea con la nuova Strategia europea sulla biodiversità (sui quali le prime opinioni appaiono contrastanti, soprattutto con riferimento ai biocarburanti).

2.1.3 Revisione del sistema ETS

L'EU ETS è un sistema "cap-and-trade", in cui a ciascun soggetto interessato (ad esempio una nave o una società) verrà assegnata una certa quantità di diritti di emissione di CO₂ (le cosiddette quote) che possono emettere nel corso di un determinato anno. Il numero totale di emissioni nel sistema diminuisce linearmente nel tempo, costringendo le entità a ridurre le proprie emissioni o ad acquistare quote di emissioni da altri soggetti che hanno quote di riserva da scambiare.

Si tratta del provvedimento che più di tutti introduce delle modifiche sostanziali all'attuale quadro europeo in materia di clima ed energia e per questo è stato (e continuerà ad essere) anche quello più dibattuto fra esperti e decisori politici. Il motivo risiede nel fatto che la proposta della Commissione intende rafforzare il ruolo del carbon pricing come strumento di mitigazione climatica dell'UE estendendo il sistema ETS a due nuovi settori emissivi: i trasporti e gli edifici. Questi due settori saranno infatti protagonisti di un nuovo mercato ETS, separato rispetto a quello già esistente per industria energivora e produttori di energia, che di fatto introduce una carbon tax sulle emissioni da combustione diretta (per riscaldamento negli edifici e di carburanti nei trasporti) di fonti fossili. Il sistema inizierà con una fase di monitoraggio nel 2024-25 e avviarsi a regime dal 2026. Non sono previste quote gratuite e a partecipare formalmente a questo mercato non saranno gli emettitori diretti (in questo caso gli utenti finali, cioè i cittadini) ma gli stessi fornitori dei combustibili/carburanti, che saranno responsabili del monitoraggio e del reporting delle quantità di combustibili scambiati sul mercato – e delle relative quote di emissione. Secondo la Commissione, questo nuovo mercato ETS servirà soprattutto come segnale di prezzo per guidare

la decarbonizzazione dei due settori in modo efficiente, ma non si prevede un target di riduzione specifico delle loro emissioni nell'ambito dell'ETS. I due settori, invece, resteranno parte dell'Effort Sharing Regulation, contribuendo dunque all'obiettivo di riduzione per quel comparto (si veda di seguito). Allo scopo di mitigare i possibili impatti economici e sociali del nuovo mercato ETS e di garantire una transizione equa verso la decarbonizzazione dei trasporti e degli edifici, la Commissione ha previsto un sistema di fondi per accompagnare la misura: in primo luogo, un Social Climate Fund, che metterà a disposizione degli Stati membri 72 miliardi di euro per il periodo 2025-2032; la Commissione vorrebbe poi istituire un Modernisation Fund e un Innovation Fund per promuovere l'innovazione tecnologica e la capacità dei fornitori di combustibili di decarbonizzare i loro prodotti energetici.

Per quanto riguarda l'attuale sistema ETS (quello a cui partecipano i grandi emettitori dell'industria, sia manifatturiera che energetica, oltre che l'aviazione intra-UE), il funzionamento del mercato sarà rafforzato per sostenere la maggiore riduzione delle emissioni del comparto: il target 2030 di riduzione per i settori di questo ETS, infatti, passerà dall'attuale 43% (stabilito nel 2018) al 61%, rispetto ai livelli 2005. Di conseguenza, aumenterà anche il taglio annuo delle quote di emissione (e dunque delle emissioni stesse), passando dall'attuale 2,2% al 4,2%. La nuova proposta di ETS vuole inoltre integrare il trasporto marittimo ai settori oggetto del mercato a partire dal 2023, in particolare il trasporto via mare intra-UE e circa la metà di quello extra UE. La proposta riguarda soprattutto le grandi navi (che pesano più di 5 mila tonnellate), responsabili del 90% delle emissioni di CO₂ del settore. L'aspetto più controverso sulla revisione dell'attuale mercato ETS riguarda la disponibilità di quote gratuite di emissione, che la Commissione ha voluto mantenere per tutelare la competitività dell'industria europea nei settori maggiormente a rischio di "carbon leakage". Il carbon leakage contempla due tipologie di rischio legate alla partecipazione ad uno stesso mercato di Paesi con vincoli ambientali diversi: un rischio di delocalizzazione degli impianti industriali europei verso Paesi con minori vincoli, e un rischio di concorrenza "sleale" che i produttori europei possono subire nel mercato interno da competitor esteri con minori vincoli (e conseguenti prezzi di mercato più bassi). Secondo questa proposta di revisione, le quote gratuite si ridurranno annualmente, in linea con la riduzione generale delle quote sul mercato, ma solo a partire dal 2026; le quote gratuite saranno inoltre allocate in funzione dell'impegno di decarbonizzazione che il soggetto potenzialmente destinatario dimostra di realizzare.

2.1.4 Carbon Border Adjustment Mechanism

Il pacchetto Fit for 55 introduce un ulteriore nuovo strumento di tutela della competitività, che dovrebbe entrare in vigore sempre nel 2026 per avviare un ulteriore mercato di certificati "CBAM" che gli importatori di prodotti esteri in UE dovranno acquistare in funzione del contenuto di carbonio del prodotto importato, con il costo del certificato (€ per tonnellata di CO₂) che sarà lo stesso formatosi sul mercato ETS industriale. A partecipare al CBAM saranno i settori industriali particolarmente esposti al rischio di carbon leakage, ovvero la produzione di cemento, di acciaio e ferro, di alluminio, di fertilizzanti e di elettricità. Gli aspetti più dibattuti di questo provvedimento riguardano la necessità di una formulazione, ancora in fase di studio, compatibile con le regole di commercio internazionale, oltre che l'eventuale possibilità per un impianto industriale di usufruire allo stesso tempo sia delle quote CBAM che delle quote ETS gratuite.

2.1.5 Revisione del Regolamento Effort Sharing

La nuova proposta della Commissione non modifica le finalità ed il funzionamento generale del Regolamento, che ha lo scopo di ridurre le emissioni dei settori non coperti dal sistema ETS industriale. Per questi settori (che includono edifici, trasporti, piccola industria, agricoltura e gestione dei rifiuti), il target di riduzione delle emissioni di gas serra al 2030 a livello UE passa dall'attuale 30% al 40% rispetto ai livelli del 2005. La nuova proposta aggiorna anche i target nazionali, che restano vincolanti e differenziati (principalmente sui livelli di Pil pro capite); per l'Italia, il target di riduzione delle emissioni al 2030 dei settori Effort Sharing passerebbe dall'attuale 33% al 44%.

Poiché include anche le emissioni derivanti dalle attività agricole e dall'uso del suolo (a cui ci si riferisce con la sigla AFOLU – Agriculture, Forestry and Land Use), la revisione dell'Effort Sharing è strettamente collegata alla proposta di revisione del Regolamento LULUCF, che si occupa invece di promuovere l'accrescimento e la qualità degli assorbimenti naturali di carbonio. Anche in questo caso le finalità e il funzionamento generale del Regolamento restano invariate nella nuova proposta, ma sono stati nuovamente aggiornati i complessi criteri di contabilizzazione e, soprattutto, è stato rivisto al rialzo il target sugli assorbimenti netti del settore LULUCF, che dovranno passare dalle attuali circa 268 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente a 310 milioni di tonnellate nel 2030 per contribuire al raggiungimento del target del 55% (che è infatti calcolato sulle emissioni nette, cioè al netto degli assorbimenti). Anche i target nazionali sono stati aggiornati, sempre tenendo conto dei trend di assorbimento attuali e della superficie disponibile a questo scopo; per l'Italia, il target aggiornato ammonta a circa 36 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente, fra i più alti nell'UE 27 dopo Svezia, Spagna e Polonia (si consideri che già oggi l'Italia ne contabilizza circa 42 milioni di tonnellate). Una novità di questa proposta di Regolamento LULUCF riguarda la proposta di introdurre un target di neutralità climatica (quindi di zero emissioni nette) del settore AFOLU (cioè agricoltura, foreste e uso del suolo) da raggiungere a livello UE entro il 2035. La proposta obbliga gli Stati membri a contribuire a questo obiettivo e di articolare il loro contributo all'interno del prossimo aggiornamento dei Piani energia e clima.

2.1.6 Revisione della Direttiva sulla tassazione energetica

Con riferimento al trasporto, i principali aggiornamenti della Direttiva riguardano lo stop alla esenzione completa dalle tasse di cui ancora godono i carburanti per trasporto aereo, marittimo e per la pesca all'interno dell'UE. Più in generale, la revisione della Direttiva intende aggiornare il sistema di tassazione energetica per renderlo coerente con il nuovo percorso dell'UE verso la neutralità climatica, aggiustando i regimi e i livelli di tassazione di tutti i vettori energetici (e di tutti i settori di uso finale) in base al loro contenuto energetico e agli impatti ambientali, in primis quelli sulle emissioni di CO₂, dei carburanti, introducendo dei livelli minimi di tassazione obbligatori per tutti i Paesi membri. Un simile tentativo di aggiornamento della tassazione energetica era già stato avanzato nel 2015, ma si era poi arenato a causa del fatto che, intervenendo in materia fiscale, il provvedimento richiede l'approvazione unanime di tutti gli Stati membri.

2.1.7 Decarbonizzazione del settore trasporti

Il pacchetto Fit for 55 aggiorna diversi provvedimenti e misure per accelerare la complessa transizione dei trasporti verso la neutralità climatica. Si tratta di provvedimenti ambiziosi dedicati

esclusivamente al miglioramento tecnologico e alla diffusione di mezzi di trasporto più puliti. Il pacchetto non include alcun provvedimento dedicato invece alla promozione di modelli di mobilità sostenibile (sharing mobility, ciclopedità, etc.), con obiettivi altrettanto stringenti e avanzati volti a ridurre il numero in circolazione dei mezzi di trasporto, soprattutto quelli privati su strada. Immaginare di decarbonizzare il settore dei trasporti puntando solo su elettrificazione e biocarburanti appare una scelta discutibile e di complessa realizzazione, anche considerando le implicazioni in termini di fabbisogno energetico e uso delle risorse.

La proposta più significativa (e dibattuta anche fra i non addetti ai lavori) per il settore dei trasporti è contenuta nella proposta di revisione del Regolamento sugli standard di CO₂ delle auto e dei furgoni, e riguarda l'obiettivo al 2035 di non immettere più sul mercato nuove auto e nuovi furgoni a combustione interna: niente più diesel, benzina, metano, GPL e nemmeno veicoli ibridi (ed è proprio su questi ultimi che si focalizzano alcune perplessità da parte dei produttori automobilistici europei). Nel 2025 le emissioni medie di CO₂ dovranno ridursi del 15% rispetto ai livelli attuali e nel 2030 la riduzione per le auto dovrà salire al 55%, dall'attuale 37,5% approvato nell'ultima versione del Regolamento. Una tale penetrazione dei veicoli elettrici su strada richiederà imprescindibilmente una forte crescita e capillarizzazione delle stazioni di ricarica, non solo nei centri abitati ma anche nelle principali arterie europee. La nuova proposta di Regolamento sulle infrastrutture di carburanti alternativi, infatti, introduce degli obiettivi nazionali di sviluppo delle infrastrutture pubbliche di ricarica elettrica, vincolanti ma variabili in funzione della flotta elettrica e a idrogeno esistente nel Paese, che dovrebbero portare (secondo le stime della Commissione) a 1 milione di stazioni di ricarica nel 2025 e 3,5 milioni nel 2030. Anche dalla proposta di Direttiva sulle fonti rinnovabili arrivano delle novità per il settore dei trasporti, poiché le rinnovabili nel settore avranno un nuovo target: migliorare del 13% entro il 2030 l'intensità carbonica dell'energia consumata ad uso trasporti (sia carburanti che elettricità), senza più il ricorso a moltiplicatori. Anche con riferimento al trasporto aereo e marittimo il pacchetto Fit for 55% introduce obiettivi più mirati per aumentare la quota di carburanti sostenibili nel mix di rifornimento e per ridurre le emissioni per gli usi energetici a bordo (diversi dal carburante), obiettivi che si sommano alla partecipazione di entrambi i settori al mercato ETS industriale.

2.2 Il Green Deal

L'11.12.2019, la Commissione europea ha pubblicato la comunicazione "Il Green Deal Europeo" (COM(2019) 640 final). Il Documento riformula su nuove basi l'impegno europeo ad affrontare i problemi legati al clima e all'ambiente e, in tal senso, è destinato ad incidere sui target della Strategia per l'energia ed il clima, già fissati a livello legislativo nel *Clean Energy Package*.

Il Documento della Commissione prevede un piano d'azione finalizzato a trasformare l'UE in un'economia competitiva e contestualmente efficiente sotto il profilo delle risorse, che nel 2050 non genererà emissioni nette di gas a effetto serra.

Il *Green Deal* viene indicato come funzionale all'attuazione dell'Agenda 2030 e degli obiettivi di sviluppo sostenibile delle Nazioni Unite. La figura che segue, tratta dal Documento della Commissione, illustra i vari elementi del *Green Deal* europeo.

In allegato al Documento della Commissione, sono elencate una serie di azioni chiave (Tabella di marcia) per la realizzazione del *Green Deal* europeo, tra esse, si evidenzia:

- ÷ la presentazione, da parte della Commissione UE, entro marzo 2020, della prima "*European climate law*" per stabilire l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050. La proposta di regolamento è stata presentata il 04.03.2020;
- ÷ la presentazione, da parte della Commissione UE, entro l'estate 2020, di un piano per rendere più ambizioso l'obiettivo dell'UE di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per il 2030 di almeno il 50-55% rispetto ai livelli del 1990. Il Parlamento europeo con la risoluzione del 15.01.2020 - in linea con il *Green Deal* della Commissione - ha chiesto di portare al 55%, rispetto ai livelli del 1990, l'obiettivo dell'UE per il 2030 in materia di riduzione delle emissioni di gas serra;
- ÷ il riesame, da parte della Commissione, entro giugno 2021, di tutti gli strumenti pertinenti della politica in materia di clima, con la proposta di una revisione se necessario: tra questi, il sistema per lo scambio di quote di emissioni, con l'eventuale estensione del sistema a nuovi settori, gli obiettivi degli Stati membri di riduzione delle emissioni in settori fuori del sistema per lo scambio di quote di emissioni e il regolamento sull'uso del suolo;
- ÷ la revisione della direttiva sulla tassazione dei prodotti energetici, dando rilevanza agli aspetti ambientali;
- ÷ per determinati settori, la proposizione di un meccanismo di adeguamento del carbonio alle frontiere, al fine di ridurre il rischio di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio, garantendo, in questo modo, che il prezzo delle importazioni tenga conto più accuratamente del loro tenore di carbonio;
- ÷ l'adozione nel 2020, da parte della Commissione, di una strategia per una mobilità intelligente e sostenibile, al fine di non trascurare alcuna fonte di emissione,
- ÷ la rivalutazione del livello di ambizione dei Piani nazionali per l'energia e il clima presentati dagli Stati membri. Entro giugno 2021 la Commissione riesaminerà e, se necessario, proporrà di rivedere la pertinente normativa in materia di energia. In proposito, il giorno 08.07.2020 sono state presentate le strategie dell'UE per l'integrazione dei sistemi energetici e per l'idrogeno. L'aggiornamento nel 2023 dei Piani nazionali per l'energia e il clima da parte degli Stati membri dovrà tener conto dei nuovi obiettivi;
- ÷ l'adozione, entro marzo 2020, di una strategia industriale dell'UE per affrontare la duplice sfida della trasformazione verde e digitale (la strategia è stata adottata il 10 marzo) assieme ad un nuovo piano d'azione per l'economia circolare (il piano è stato adottato l'11 marzo);
- ÷ l'adozione di strategie per i "prodotti sostenibili", con interventi, oltre che sull'alimentare, su settori ad alta intensità di risorse come quelli tessile, dell'edilizia, dell'elettronica e delle materie plastiche. Il 20.05.2020 è stata presentata la strategia sui sistemi alimentari "Dal produttore al consumatore";
- ÷ l'adozione di una strategia dell'UE sulla biodiversità per il 2030 per proteggere le risorse naturali fragili del nostro pianeta, presentata il 20 maggio 2020.

Alle fonti di energia rinnovabili è riconosciuto un ruolo essenziale nella realizzazione del Green New Deal, e, in particolare, all'aumento della produzione eolica offshore. L'integrazione intelligente delle energie rinnovabili, l'efficienza energetica e altre soluzioni sostenibili in tutti i settori contribuiscono a conseguire la decarbonizzazione al minor costo possibile. Alla Commissione è demandata la presentazione di misure atte a favorire l'integrazione intelligente (entro la metà del 2020).

Tra gli obiettivi del *Green Deal* anche quello di un aumento della produzione e la diffusione di combustibili alternativi sostenibili per il settore dei trasporti. Contestualmente, la decarbonizzazione del settore del gas è individuata quale chiave per affrontare il problema delle emissioni di metano connesse all'energia.

Il Documento richiama la normativa relativa alla prestazione energetica nel settore dell'edilizia, preannunciando la valutazione delle strategie nazionali di ristrutturazione a lungo termine degli Stati membri, entro il 2020.

Nel 2020 la Commissione pubblicherà degli orientamenti per aiutare gli Stati membri ad affrontare il problema della povertà energetica.

La transizione è inoltre considerata un'opportunità per espandere attività economiche sostenibili che generano occupazione, e viene pertanto ritenuta opportuna una piena mobilitazione dell'industria per conseguire gli obiettivi di un'economia circolare e a impatto climatico zero.

Le tecnologie digitali sono un fattore fondamentale per conseguire gli obiettivi di sostenibilità del Green Deal in molti settori diversi. La Commissione esaminerà misure finalizzate a garantire che le tecnologie digitali, quali l'intelligenza artificiale, il G5, il cloud e l'edge computing e l'Internet delle cose possano accelerare e massimizzare l'impatto delle politiche per affrontare i cambiamenti climatici e proteggere l'ambiente.

È demandata alla Commissione la valutazione dei risultati della strategia sulla plastica del 2018 per garantire che, entro il 2030, tutti gli imballaggi presenti sul mercato dell'UE siano riutilizzabili o riciclabili con l'adozione di un quadro normativo per le plastiche biodegradabili e a base biologica, oltre ad attuare misure sulla plastica monouso.

Quanto alle risorse finanziarie, il 14.01.2020, è stato presentato il Piano di investimenti del *Green Deal* europeo e del meccanismo per una transizione giusta. Per il *Green Deal* il Documento:

- ÷ ha destinato un apposito Fondo (*Just Transition Fund*) con un correlato meccanismo per una transizione giusta per il periodo 2021-2027 per le regioni e i settori maggiormente colpiti dalla transizione a causa della loro dipendenza dai combustibili fossili o dai processi ad alta intensità di carbonio. Il Fondo, finanziato attraverso il bilancio dell'UE, è dunque finalizzato ad agevolare la modernizzazione delle industrie ad alta intensità energetica, come quelle dell'acciaio, dei prodotti chimici e del cemento. Tale modernizzazione è considerata essenziale nel percorso di decarbonizzazione;
- ÷ ha indirizzato una quota del Fondo InvestEU per la lotta contro i cambiamenti climatici, anche con la collaborazione della Commissione con il gruppo Banca europea per gli investimenti (BEI), con le banche e gli istituti nazionali di promozione e con altre istituzioni finanziarie internazionali;

- ÷ ha richiamato il quadro di Orizzonte Europa a sostegno degli investimenti in ricerca e innovazione;
- ÷ ha prospettato la revisione del quadro di governance economica europea, al fine di includervi un riferimento agli investimenti pubblici verdi nel contesto della qualità delle finanze pubbliche;
- ÷ ha profilato, a livello degli Stati membri, l'adozione di riforme fiscali su larga scala che aboliscano le sovvenzioni ai combustibili fossili, allentino la pressione fiscale sul lavoro per trasferirla sull'inquinamento e tengano conto degli aspetti sociali;
- ÷ ha prospettato la rapida adozione della proposta della Commissione, passata all'esame del Consiglio, per fare un uso più mirato delle aliquote IVA per il raggiungimento dei traguardi ambientali.

2.3 Il Recovery Fund

Sull'attuazione del *Green Deal* europeo e sulle risorse finanziarie destinate a realizzarlo, ha inciso la crisi pandemica e la correlata necessità dell'UE di predisporre un piano di ripresa dell'economia europea per far fronte ai danni economici e sociali causati dall'epidemia. Il Piano Next Generation EU e il Quadro finanziario pluriennale 2021-2027 sono gli strumenti destinati sui quali è stato raggiunto un accordo in sede di Consiglio europeo. Si tratta di un pacchetto articolato di 1.824,3 miliardi di EUR che combina:

- ÷ le risorse del QFP 2021-2027 pari a 1.074,3 miliardi di EUR;
- ÷ le risorse del Recovery Fund. In base all'accordo, la Commissione sarà in grado di contrarre prestiti sui mercati fino a 750 miliardi di EUR.

Le risorse del programma Next generation EU saranno destinate a sette programmi distinti: dispositivo per la ripresa e la resilienza (*Resilience and Recovery Fund* -RRF), REACT-EU, Orizzonte Europa, InvestEU, Sviluppo rurale, Fondo per una transizione giusta (JTF) e RescEU. 390 miliardi di EUR del pacchetto saranno distribuiti sotto forma di sovvenzioni agli Stati membri e 360 miliardi di EUR sotto forma di prestiti.

Le risorse per l'attuazione del *Green Deal* rientrano dunque ora nel Piano finanziario per la ripresa e la resilienza, costituendone una delle priorità: sostenere le transizioni verde e digitale e promuovere una crescita sostenibile. In particolare, il 30% dei 750 miliardi di euro del bilancio di Next Generation EU deriverà da obbligazioni verdi e il 37% dei finanziamenti sarà investito negli obiettivi del *Green Deal* europeo, compresi i progetti faro europei: idrogeno, edilizia ecocompatibile e 1 milione di punti di ricarica dei veicoli elettrici.

Nell'ambito di Next generation EU, taluni meccanismi, quali il Fondo per una transizione giusta (JTF) e l'InvestEU, hanno subito una rideterminazione. Al JTF è ora destinato un importo di 10 miliardi di euro e ad InvestEU 5,6 miliardi di euro.

I progetti e le iniziative nell'ambito dei Programmi nazionali di ripresa e di resilienza dovranno dunque essere conformi - oltre che alle Raccomandazioni specifiche indirizzate al Paese dal Consiglio - alle sfide e alle priorità di policy individuate nell'ambito del Semestre europeo, in particolare quelle legate alle transizioni verde e digitale; nonché coerenti con i contenuti del Piano

energia e clima (PNIEC) e dei Piani presentati nell'ambito del *Just Transition Fund* e negli accordi di partenariato e altri programmi operativi dell'UE.

2.4 Strategia europea per integrazione energetica ed idrogeno

Per raggiungere la *climate-neutrality* entro il 2050, l'Europa ha deciso di trasformare il suo sistema energetico, che rappresenta il 75% delle emissioni di gas serra dell'Ue. Per questo, il giorno 08.07.2020, la Commissione Europea ha adottato due strategie, per l'integrazione del sistema energetico e per l'idrogeno, che «spianeranno la strada a un settore energetico più efficiente e più interconnesso, guidato dal duplice obiettivo di un pianeta più pulito e un'economia più forte».

In una nota della commissione Ue si legge che «queste due strategie prevedono un nuovo programma di investimenti nell'energia pulita, in linea con il pacchetto per la ripresa economica Next Generation EU e l'European Green Deal. Gli investimenti previsti dovrebbero aiutare a stimolare la ripresa economica dalla crisi del coronavirus. Ci consentiranno di creare posti di lavoro in Europa e rafforzare la nostra leadership e competitività in settori strategici che sono cruciali per la resilienza dell'Europa».

Il vicepresidente esecutivo della commissione e responsabile per l'European Green Deal, Frans Timmermans, ha commentato: «Le strategie adottate oggi sosterranno l'European Green Deal e il green recovery e ci metteranno saldamente sulla strada della decarbonizzazione della nostra economia entro il 2050. La nuova economia dell'idrogeno può essere un motore di crescita e quindi aiutarci a superare il danno economico causato dalla pandemia di Covid-19. Sviluppando e implementando una catena del valore dell'idrogeno pulita, l'Europa diventerà un pioniere mondiale e manterrà il suo ruolo di leader nel campo delle tecnologie pulite».

La strategia Ue per l'integrazione del sistema energetico fornirà il quadro per la transizione verso l'energia verde e la Commissione spiega che «L'attuale modello, che è caratterizzato dal consumo di energia nei “silos” nei trasporti, nell'industria, nel gas e nelle costruzioni – ogni settore con una catena di valore, regole, infrastrutture, pianificazione e operazioni che sono uniche, non possono permetterci di raggiungere la *climate neutrality* entro il 2050 in modo redditizio; innovative deve essere presa in considerazione l'evoluzione del costo delle soluzioni nel modo in cui gestiamo il nostro sistema energetico. È necessario stabilire nuovi collegamenti tra settori e sfruttare i progressi tecnologici. Per integrazione del sistema energetico, intendiamo una pianificazione e un funzionamento globali del sistema, associando diversi settori di energia, infrastrutture e consumi. Tale sistema, collegato e flessibile, sarà più efficiente e ridurrà i costi sostenuti dalla società. Ad esempio, in questo sistema, l'elettricità che alimenta le auto in Europa potrebbe provenire dai pannelli solari sui nostri tetti, mentre i nostri edifici potrebbero essere riscaldati utilizzando il calore prodotto da una fabbrica vicina, che potrebbe essere rifornita con idrogeno pulito. prodotto dall'energia eolica offshore.

Questa strategia si basa su tre pilastri principali:

- ÷ un sistema energetico più “circolare”, incentrato sull'efficienza energetica. La strategia definirà misure concrete per applicare nella pratica il principio del “primato dell'efficienza energetica” e utilizzare le fonti energetiche locali in modo più efficiente nei nostri edifici o comunità. Esiste

un potenziale significativo per il riutilizzo del calore di scarto proveniente da siti industriali, data center o altre fonti e di energia prodotta da rifiuti organici o in impianti di trattamento delle acque reflue. La “*Renovation Wave*” sarà una parte importante di queste riforme.

- ÷ aumento dell’elettrificazione diretta delle aree di utilizzo finale. Poiché il settore elettrico ha la più alta percentuale di energia rinnovabile, dovremmo favorire l’uso dell’elettricità ove possibile: ad esempio, per le pompe di calore negli edifici, nei veicoli elettrici e nei forni elettrici in determinati settori. Una rete di un milione di punti di ricarica per i veicoli elettrici sarà tra i risultati visibili, così come l’espansione dell’energia solare ed eolica.
- ÷ per i settori in cui l’elettrificazione è difficile, la strategia promuove carburanti più puliti, in particolare idrogeno rinnovabile e biocarburanti e biogas sostenibili. La Commissione proporrà un nuovo sistema di classificazione e certificazione per i combustibili rinnovabili low-carbon.

La strategia prevede 38 misure per creare un sistema energetico più integrato. Prevede in particolare «la revisione della legislazione in vigore, il sostegno finanziario, la ricerca e la diffusione di nuovi strumenti e tecnologie digitali, gli orientamenti per gli Stati membri nel settore delle misure fiscali e la graduale abolizione dei sussidi ai combustibili fossili, la riforma della governance del mercato e della pianificazione delle infrastrutture e una migliore informazione dei consumatori». La Commissione Ue assicura che «L’analisi degli ostacoli esistenti in questi settori contribuirà all’elaborazione delle nostre proposte concrete, come la revisione del regolamento TEN-E entro la fine del 2020 o la revisione della direttiva sulla tassazione dell’energia e il quadro normativo per il mercato del gas nel 2022.

Il Consiglio europeo per l’energia geotermica (Egec) ha accolto con favore l’adozione della strategia dell’Ue per l’integrazione dei sistemi energetici e sottolinea che «questa strategia dovrebbe accelerare la transizione delle energie rinnovabili per risolvere la crisi climatica ed economica. È importante che la Commissione riconosca che un approccio unico per tutti è impossibile nell’Ue, poiché i sistemi energetici nazionali sono così diversi».

In quest’ottica il segretario generale del Egec, Philippe Dumas, ha evidenziato che «l’integrazione del sistema energetico non dovrebbe basarsi su una terminologia semplificata senza chiarificazioni. Deve anche includere un modello per la decarbonizzazione del riscaldamento e del raffreddamento. Accogliamo con favore l’attenzione rivolta ai sistemi energetici circolari e l’attenzione rivolta al teleriscaldamento geotermico e alle pompe di calore. Queste tecnologie accelerano la decarbonizzazione, ma hanno bisogno di una strategia dedicata. Il prossimo cambiamento cruciale nel 2020 dovrebbe essere il completamento del mercato interno dell’energia. Per fare ciò, il settore geotermico richiede un mercato interno per il calore. L’attuale interpretazione del mercato interno dell’energia da parte della Commissione europea offre un vantaggio sleale all’elettricità e al gas fossile, a scapito del calore rinnovabile. L’attenzione al gas fossile non è compatibile con l’Accordo di Parigi né con gli sforzi della Commissione in materia di *carbon neutrality*. Ci rammarichiamo per la mancanza di riferimento a una manifattura e produzione “made in Europe” dei sistemi energetici strutturati attorno a fonti energetiche rinnovabili locali come la geotermia. L’integrazione del sistema energetico avrebbe inoltre dovuto affrontare in modo più approfondito il problema della povertà termica, che colpisce tra 50 e 125 milioni di persone nell’Ue».

L'altra strategia adottata dalla Commissione Ue è quella dell'idrogeno, e la Commissione è certa che «in un sistema energetico integrato, l'idrogeno può supportare la decarbonizzazione nell'industria, nei trasporti, nella produzione di elettricità e nelle costruzioni in Europa. La strategia dell'Ue sull'idrogeno esplora come realizzare questo potenziale attraverso investimenti, regolamentazione, creazione del mercato e ricerca e innovazione. L'idrogeno può fornire settori che non si prestano all'elettrificazione e offrono possibilità di stoccaggio per compensare le variazioni dei flussi di energia rinnovabile, ma ciò richiede un'azione coordinata tra il settore pubblico e quello privato, a livello di Unione europea, la priorità è sviluppare idrogeno rinnovabile, prodotto principalmente da energia eolica e low-carbon per ridurre rapidamente le emissioni e sostenere lo sviluppo di un mercato sostenibile.

Per la Commissione Ue questa transizione graduale richiederà un approccio graduale:

- ÷ dal 2020 al 2024, sosterranno l'installazione di una capacità di almeno 6 GW di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno rinnovabile nell'UE con l'obiettivo di produrre fino a un milione di tonnellate di idrogeno rinnovabile;
- ÷ dal 2025 al 2030, l'idrogeno deve essere parte integrante del nostro sistema energetico integrato, con una capacità di almeno 40 GW di elettrolizzatori per la produzione di idrogeno rinnovabile e una produzione fino a dieci milioni di tonnellate di idrogeno rinnovabile nell'UE;
- ÷ dal 2030 al 2050, le tecnologie che utilizzano l'idrogeno rinnovabile dovrebbero raggiungere la maturità ed essere implementate su larga scala in tutti i settori che sono difficili da decarbonizzare.

Il commissario UE per l'Energia Kadri Simson ha aggiunto: «Con il 75% delle emissioni di gas serra dell'Ue provenienti dall'energia, dobbiamo cambiare il paradigma per raggiungere gli obiettivi che ci siamo prefissati per il 2030 e il 2050. Il sistema energetico dell'UE deve diventare meglio integrato, più flessibile e in grado di integrare le soluzioni più pulite e redditizie. L'idrogeno svolgerà un ruolo essenziale in questo senso, dato che il calo del prezzo delle energie rinnovabili e la ricerca dell'innovazione ne fanno una soluzione praticabile per un'economia neutrale dal punto di vista climatico».

Per garantire che le tecnologie più pulite tra quelle disponibili beneficino di questo aiuto, la Commissione ha promesso che «si adopererà per stabilire standard, terminologia e certificazione comuni, basati sulle emissioni di carbonio durante l'intero ciclo di vita, sulla base della legislazione vigente in materia di clima ed energia e nel rispetto della tassonomia europea degli investimenti sostenibili. La Commissione proporrà misure strategiche e normative volte a garantire la sicurezza degli investitori, facilitando l'uso dell'idrogeno, promuovendo le infrastrutture e le reti logistiche necessarie, adattando gli strumenti di pianificazione delle infrastrutture e sostenendo gli investimenti, in particolare nell'ambito del piano di risanamento Next Generation EU».

Per contribuire al raggiungimento di questa strategia, ha lanciato oggi l'*European Clean Hydrogen Alliance* con i principali leader del settore (che dal 20.10.2020 vede il porto di Civitavecchia quale componente), della società civile, dei ministri nazionali e degli assessori regionali e della Banca europea per gli investimenti. Thierry Breton, commissario Ue per il mercato interno, ha concluso che la nuova alleanza «consentirà di indirizzare gli investimenti verso la produzione di idrogeno.

Costituirà una riserva di progetti concreti intesi a sostenere gli sforzi di decarbonizzazione delle industrie europee ad alta intensità energetica, come l'industria siderurgica e chimica. Questa alleanza è di importanza strategica per la realizzazione delle ambizioni che nutriamo nel quadro del nostro patto verde e per la resilienza della nostra industria».

2.5 Industria 4.0

Industria 4.0 è ormai unanimemente considerata la quarta rivoluzione industriale. In realtà questa profonda trasformazione del modo di produrre beni, di legare il mercato dei servizi alla manifattura, nonché di dar vita a prodotti innovativi è, in parte, in corso già da tempo.

Nella Circolare del Ministero dello Sviluppo Economico n.4/E del 30.03.20217, viene riportata la definizione di Industria 4.0, come processo non limitato all'adozione di strumenti e tecnologie, ma come impiego delle moderne tecnologie anche per creare interconnessione tra i dati.

Le tecnologie abilitanti il paradigma 4.0 sono molteplici, sintetizzabili in tre ambiti:

- ÷ **disponibilità di dati digitali e analitica dei Big Data:** l'elaborazione e l'analisi di quantità enormi di dati (big data) a costi sempre più bassi (sensoristica a basso costo e cloud computing) permette decisioni e previsioni migliori su produzione e consumi basate anche sull'utilizzo di strumenti di virtualizzazione del processo produttivo, prototipazione rapida e intelligenza artificiale;
- ÷ **robotica e automazione avanzata:** nuove possibilità di interazione complessa uomo-macchina permettono una riduzione degli errori, dei tempi e dei costi e un miglioramento della sicurezza dei processi anche attraverso la nuova manifattura additiva;
- ÷ **connettività spinta:** l'intera catena del valore è interconnessa attraverso dispositivi e sensoristica intelligente (Internet of Things - IoT) utilizzando reti di connessione di nuova generazione.

Le nuove tecnologie sono già in larga parte disponibili e presenti nelle imprese, ma attualmente la loro applicazione è ancora limitata e sporadica, essendo concentrata prevalentemente sul controllo di processo industriale destinato alla produzione massiva dei componenti (macchine a controllo numerico), integrato con la robotica solo in determinati ambienti, con applicazioni limitate alla ripetizione della stessa azione o mansione e al controllo in remoto dell'efficienza operativa dei macchinari.

Con la trasformazione in chiave 4.0 è invece possibile gestire vere e proprie reti che incorporano, integrano e mettono in comunicazione macchinari, impianti e strutture produttive, sistemi di logistica e magazzinaggio, canali di distribuzione.

Attraverso la trasformazione digitale – e con il ricorso a sistemi di produzione cyber-fisici – i siti produttivi sono in grado di reagire più rapidamente, quasi in tempo reale, alla variazione della domanda, delle specifiche di prodotto, dei flussi di approvvigionamento delle materie prime ottimizzando i processi di trasformazione, riducendo gli errori e i difetti, migliorando il time to market e assicurando flessibilità, velocità e precisione.

Le ricadute in termini di recupero di produttività possono essere significative, restituendo nuova competitività a settori produttivi e nicchie manifatturiere che diversamente avrebbero serie

difficoltà nel competere con sistemi a basso costo del lavoro, consentendo persino fenomeni di re-shoring di produzioni un tempo delocalizzate.

Come detto, l'ambito di Industria 4.0 travalica la singola impresa così come travalica il singolo macchinario. L'innovazione 4.0 non sta nell'introdurre un macchinario all'avanguardia dal punto di vista tecnologico, ma nel sapere combinare diverse tecnologie e in tal modo integrare il sistema di fabbrica e le filiere produttive in modo da renderle un sistema integrato, connesso in cui macchine, persone e sistemi informativi collaborano fra loro per realizzare prodotti più intelligenti, servizi più intelligenti e ambienti di lavoro più intelligenti.

Pertanto, estrema attenzione è stata posta alla digitalizzazione della rete elettrica del porto di Civitavecchia, al fine di interconnetterla con le diverse utenze sottese (sia in ingresso che in uscita), al fine di favorire l'integrazione del flusso di dati da utilizzare non solo per l'ottimizzazione della sua manutenzione, ma anche per conseguire quell'integrazione delle diverse utenze portuali necessarie a dare corso alla quarta rivoluzione industriale.

2.6 Obiettivo globale

Nel settore trasporti nel decennio 2005/2015 si è avuta una riduzione delle emissioni di gas serra di oltre il 17%, che sono passate da 127Mt a 105Mt.

La Strategia Energetica Nazionale 2017 stima che la riduzione delle emissioni di gas serra del settore trasporti sarà superiore all'obiettivo fissato dallo scenario base nazionale (20%) e pari a circa il 22%. L'obiettivo concordato a livello europeo e che molto probabilmente verrà recepito dallo scenario di policy, fissa al 2030, nel 33% la riduzione dell'intero comparto non-ETS delle emissioni di CO₂ registrate nel 2005, ed in particolare per il settore trasporti tale riduzione dovrebbe essere pari al 30% (riduzione % vs 2005).

Alla luce delle recenti innovazioni normative (comunitarie e nazionali) tali obiettivi appaiono superati, ed anche la strategia delineata del DEASP 2019 approvato con Delibera del CdG n.58/2019 va radicalmente aggiornata alla luce delle recenti disposizioni normative.

Pertanto, l'obiettivo globale del DEASP è quello di rendere il porto di Civitavecchia il primo scalo marittimo al mondo ad avere zero emissioni, e successivamente estendere le iniziative agli altri due porti del sistema portuale (Fiumicino e Gaeta) attraverso appositi interventi che verranno dimensionati in base alle risultanze di monitoraggi tuttora in corso.

2.7 Strumento di misura del DEASP

Il DEASP 2020-2030, oltre ad individuare gli obiettivi prima indicati, prevede il monitoraggio dei risultati degli interventi realizzati attraverso una preventiva messa a punto di uno strumento di verifica già utilizzata per il DEASP 2019, in modo da:

- ÷ effettuare una fotografia della situazione esistente alla data di redazione del DEASP,
- ÷ individuare le criticità;
- ÷ assumere gli obiettivi energetico-ambientali confrontando questa situazione con le esigenze del territorio e con le migliori pratiche;
- ÷ individuare eventuali obiettivi parziali in un arco di tempo prefissato;

÷ monitorare i risultati raggiunti.

Il Decreto Direttoriale MATTM 408/2018 ritiene utile utilizzare a questo scopo la misura della “*Carbon Footprint*” del porto, utilizzando la metodologia sperimentata sui porti attraverso il programma comunitario Climeport, che aveva tra i suoi obiettivi proprio la messa a punto di un metodo di valutazione della “carbon footprint” specificamente sviluppato per i porti.

Tale metodologia è già in uso nel porto di Civitavecchia, ed è stata utilizzata per misurare il “*Carbon Footprint*” del porto riportato nel DEASP 2019 e nel DEASP 2017.

2.8 Metodologia alla base del DEASP

Le Linee Guida prevedono che il punto di partenza del DEASP sia costituito dalla fotografia della situazione esistente, in termini di emissioni di CO₂, attraverso la valutazione della “Carbon Footprint”, secondo quanto previsto dalla norma UNI 14064, ed applicando la metodologia Climeport.

Nelle more della redazione del Documento di Indirizzo della Pianificazione (DIP) del PRP di Civitavecchia, che alla data del presente DEASP non è stato assunto, tale fotografia è stata correlata al Piano operativo Triennale (POT), relativamente al tema delle emissioni di CO₂, consentendo così l’individuazione di un corredo di obiettivi integrati generali, con evidenziazione delle eventuali priorità. Tali obiettivi e priorità saranno formalizzati dall’Autorità del Sistema Portuale, in modo da fornire indicazioni precise per le fasi di redazione successive, con appositi documenti.

Vengono quindi individuate le misure e gli interventi utili a raggiungere gli obiettivi assegnati, anche attraverso la valutazione della loro fattibilità, prendendo in esame gli elementi più strettamente connessi all’obiettivo energetico-ambientale previsto, evitando analisi eccessivamente vaste che renderebbero lo strumento ridondante e inefficace.

Per quanto riguarda l’estensione temporale del DEASP, gli interventi e le misure possibili per la riduzione delle emissioni necessitano di un tempo adeguato sia per le autorizzazioni relative, che per la valutazione degli effetti, operando però in un settore in rapidissima evoluzione tecnologica che incide anche sull’evoluzione dei costi.

Da ciò deriva che il DEASP, strumento snello e operativo, non soggetto ad approvazioni sovraordinate, e verrà vagliato ed eventualmente aggiornato almeno ogni tre anni (durata peraltro assegnata ai DPP delle opere dei Ministeri), con la possibilità di adeguamenti intermedi se necessari. L’approfondimento di tale aggiornamento dipenderà dall’entità dei cambiamenti intervenuti nel triennio, fino all’effettuazione di una nuova valutazione della “Carbon Footprint”, nel caso siano stati attuati interventi e misure significativi.

2.9 Emergenza pandemica Covid-19

Gli scenari futuri indicati nel presente DEASP tengono conto delle indicazioni disponibili alla data della sua redazione riguardo la cessazione dell’emergenza pandemica Covid-19 prevista concludersi entro il primo semestre 2021.

Pertanto, quale anno di riferimento dell’avvio della transizione energetica inerente alla decarbonizzazione dei traffici marittimo-portuali di Civitavecchia si è assunto il 2022, anno in cui

gli analisti del settore e gli stakeholders portuali ritengono estremamente probabile il ripristino delle condizioni operative che normalmente sono in uso nello scalo. Infatti, l'operatività del porto è stata fortemente ridimensionata a causa del calo della domanda da parte degli utenti, in certi casi connessa alla necessità di rispettare le misure restrittive emanate per contenere il diffondersi della pandemia.

3. SCENARI MARITTIMI (TRANSIZIONE ENERGETICA)

Le iniziative indicate nel DEASP per conseguire gli obiettivi prima declinati, devono essere sinergiche con le previsioni degli armatori riguardo il modello da applicare per decarbonizzare i traffici marittimo/portuali.

Nelle precedenti transizioni energetiche, l'industria navale è passata dall'energia eolica, al carbone e al vapore, e poi al petrolio; ogni nave fondamentalmente ha fatto la stessa transizione guidata dalla convenienza economica della transizione. La prossima transizione è diversa, essa non è guidata dall'interesse economico ma dalla necessità di affrontare il cambiamento climatico, ma ancora non è chiaro quale carburante andrà a sostituire quelli fossili attualmente in uso.

La scelta della giusta strategia per il carburante è una delle più importanti decisioni che un armatore dovrà prendere per le nuove costruzioni, o per il retrofitting delle esistenti. Si prevede che 1.000 e 2.000 navi verranno ordinate ogni anno fino al 2030, e la domanda è condizionata dalla tecnologia più idonea a ridurre le emissioni di gas serra (GHG). Una nave costruita ora affronta un rischio significativo costituito dal fatto che il tipo di carburante più competitivo nei primi anni di vita della nave potrebbe non essere lo stesso in una fase successiva.

Gli interventi ed i programmi indicati nel presente Documento, tengono conto in maniera principale delle decisioni del mondo armatoriale per decarbonizzare i traffici marittimo/portuali, e sono volti ad assicurare una vasta gamma di efficienti servizi portuali, sinergici alle esigenze degli utenti del porto di Civitavecchia.

3.1 Principali fattori che influenzano la transizione energetica

I fattori principali che influenzano la scelta degli armatori (e di conseguenza quelle dei porti, chiamati a fornire sinergici servizi alle navi) sono:

- ÷ standard tecnici e requisiti normativi;
- ÷ accesso a finanziamenti;
- ÷ richieste dei clienti.

Analogamente a quanto avviene per definire “sostenibile” una iniziativa, in questo caso la scelta è deve soddisfare i tre indicatori sopra elencati.

3.1.1 Standard tecnici e requisiti normativi

I regolamenti e le politiche stabiliranno requisiti diretti per navi e compagnie di navigazione da rispettare, che richiederanno una maggiore trasparenza sulle emissioni di GHG e la promozione della decarbonizzazione dei traffici.

I regolamenti e le altre politiche dei Governi rimangono uno dei principali driver per la decarbonizzazione, ponendo requisiti diretti su navi e compagnie di navigazione, come anche le indicazioni tecniche dell'IMO.

In particolare, nel giugno 2021, l'IMO ha adottato nuove normative sulle emissioni di carbonio (CO₂) applicabili alle navi esistenti:

- ÷ l'indice di efficienza energetica delle navi esistenti (EEXI);
- ÷ l'intensità di carbonio (CII);

÷ piano di gestione efficienza energetica della nave (SEEMP).

Le nuove norme entreranno in vigore dal 01.01.2023, e ci aspettiamo che abbiano un significativo impatto sulla progettazione e le operazioni della nave. Inoltre, l'IMO sta sviluppando le linee guida per stabilire i fattori di carbonio del ciclo di vita per tutti tipi di carburante, con la prima versione prevista nel 2022 o 2023.

Oltre all'IMO, la decisione dell'UE di ridurre le emissioni del 55% nel 2030 rispetto al 1990 e di diventare climaticamente neutra entro il 2050, avrà una grande influenza sulle decisioni degli armatori nei prossimi anni.

3.1.2 Accesso a finanziamenti

Vediamo una maggiore attenzione ambientale da parte delle istituzioni finanziarie e degli investitori che mirano a ridurre l'esposizione a non sostenibili delle attività, e di contribuire positivamente alla mitigazione cambiamento climatico. Questa "unità verde" consentirà l'accesso a capitale dipendente da credenziali ambientali e soddisfare i programmi di decarbonizzazione previsti per l'intero ciclo di vita delle navi.

Le istituzioni finanziarie hanno da tempo richiesto relazioni ambientali, sociali e di governance (ESG) dai loro clienti. Questa tendenza è guidata da requisiti relativi all'offerta di strumenti finanziari quali le obbligazioni “verdi” legate alla sostenibilità e fondi a basse emissioni di carbonio, e attraverso regolamenti di divulgazione diretta come l'UE (Regolamento sulla divulgazione delle finanze sostenibili, SFDR).

I “Green Bond Principles” delineano un processo e un set di criteri per obbligazioni che finanziano esclusivamente progetti “verdi”. Nel 2020, il “Climate Bond Initiative” ha lanciato criteri per attività di spedizione green, con programmi specifici tesi ad azzerare le emissioni nel 2050, ed escludendo dai beneficiari le navi dedicate al trasporto di combustibili fossili.

La direttiva UE sulla tassonomia in molti modi codifica i Green Bond Principles e ha il potenziale per avere un impatto sostanziale sugli investimenti sostenibili. Anche se gli investitori possono ancora investire in qualsiasi progetto vogliano, in futuro dovranno seguire la tassonomia dell'UE per etichettarlo come "verde" in Europa. La direttiva è entrata in vigore nel luglio 2020 e stabilisce un quadro e definizioni di ciò che può essere considerato come una attività economica sostenibile. L'intenzione è quella di dirigere investimenti verso progetti e attività sostenibili che possono contribuire a far fronte al cambiamento climatico dell'UE e obiettivi ambientali.

3.1.3 Richieste dei clienti

Forse l'attore più influente nell'ecosistema circondare un armatore è quello che paga per il servizio di spedizione – nella maggior parte dei casi il proprietario del carico. Gli stessi proprietari del carico sono soggetti alle aspettative dai loro clienti lungo tutta la catena di fornitura che finisce con i consumatori e con le istituzioni finanziarie e investitori. Questo ha portato i grandi proprietari del carico ad annunciare una decarbonizzazione molto ambiziosa obiettivi, con alcuni che mirano a emissioni di CO2 neutrali o impatto positivo sul carbonio entro il 2040, o addirittura entro il 2030.

3.2 Combustibili e tecnologie disponibili

La transizione energetica avverrà attraverso l'utilizzo di nuovi:

- ÷ combustibili a basso/nullo apporto emissivo;
- ÷ tecnologie in grado di annullare/azzerare le emissioni.

La flotta mondiale è principalmente alimentata con diesel ed oli combustibili marini, anche se il numero di navi alimentate a GNL, che utilizzano, petrolio liquefatto (LPG) e metanolo è in costante aumento. La prima nave alimentata ad idrogeno è in avanzata fase di realizzazione, e presto entreranno in servizio navi alimentate ad ammoniaca. Mentre il motore a combustione interna continuerà a dominare la flotta mondiale, nuovi carburanti marini e celle a combustibile dovrebbero essere integrate nei sistemi di alimentazione nei prossimi anni, fornendo una maggiore efficienza e quindi minor consumo di carburante. Il carburante e la tecnologia del futuro devono andare di pari passo al fine di assicurare una maggiore efficienza energetica delle navi, che richiede anche l'adozione di nuove procedure di efficienza energetica. Inoltre, sarà necessario creare una nuova catena logistica, ed una estesa digitalizzazione dei processi.

Le misure di mitigazione dei GHG disponibili vanno da semplici misure operative a soluzioni tecniche ad alta intensità di capitale. Le nuove costruzioni avranno più opzioni a disposizione rispetto alle navi in funzione. Misure di abbattimento come l'energia eolica, i sistemi di lubrificazione ad aria ed altre misure di mitigazione stanno emergendo:

- ÷ logistica e digitalizzazione (riduzione della velocità, utilizzo della nave, dimensioni della nave, rotte alternative, ecc.): > 20%
- ÷ idrodinamica (rivestimento dello scafo, ottimizzazione della forma dello scafo, lubrificazione ad aria, nuovi rivestimenti): 5% - 15%
- ÷ apparato propulsivo (innovazione impiantistica, recupero del calore di scarto, ottimizzazione regime apparato motore, ibridizzazione con batterie): 5% - 20%
- ÷ nuovi combustibili (LNG, LPG, biocombustibili, elettrificazione, metanolo, ammoniaca, idrogeno, ecc.): 5% - 100%

3.2.1 Combustibili alternativi

Tutti i combustibili alternativi devono affrontare sfide e ostacoli alla loro adozione, sebbene la gravità di ogni barriera vari a seconda del tipo di carburante. Tipici ostacoli sono il costo dei macchinari necessari e lo stoccaggio del carburante a bordo delle navi, richiesta di spazio di stivaggio aggiuntivo, bassa maturità tecnica, prezzo elevato del carburante, disponibilità limitata di carburante e la mancanza di infrastrutture globali di bunkeraggio. L'utilizzo in piena sicurezza dei nuovi combustibili sarà anche una preoccupazione primaria, con una attuale mancanza di prescrizioni norme e regolamenti che complicano l'uso dei macchinari e sistemi di stoccaggio associati.

L'applicabilità tecnica e la fattibilità commerciale di combustibili alternativi variano notevolmente per i diversi tipi di nave e traffici. Le navi d'altura (Deep Sea) hanno meno opzioni rispetto al segmento a corto raggio (Short Sea). Ai traffici Deep Sea sono associate grandi navi oceaniche che devono immagazzinare grandi quantità di energia, dove il principale consumo di energia è relativo alla propulsione della nave a velocità costante su lunghe distanze: l'utilizzo di combustibili alternativi per tali traffici è attualmente limitato al GNL e GPL, o ai biocarburanti non ancora ampiamente disponibili e più costosi del GNL e del GPL. Le spedizioni a corto raggio svolgono

un ruolo importante nella maturazione di alcuni combustibili e tecnologie per un uso successivo nella navigazione d'altura.

Infatti, le opzioni di decarbonizzazione per le navi a corto raggio sono più diversificate e includono più alternative. Per queste navi, le distanze più brevi e le richieste di potenza molto variabili comportano l'utilizzo di energia elettrica o ibrida-elettrica e sistemi di propulsione (incluso diesel/gas elettrico) più efficienti rispetto ai tradizionali azionamenti meccanici. Ma ci vuole tempo per maturare nuovi combustibili e sviluppare le relative infrastrutture. A vent'anni dall'introduzione del GNL come carburante, ci sono 509 (a giugno 2021) navi alimentate a GNL in esercizio e in ordine, escluse le navi metaniere, mentre le navi alimentate con combustibili tradizionali in circolazione sono molte decine di migliaia, conseguentemente il consumo di combustibili tradizionali è ancora quasi totalitario:

÷ combustibili tradizionali, 99,50%

÷ metanolo, 0,01%

÷ LNG, 0,19%

÷ Batterie, 0,30%

Anche le navi che entreranno in servizio nei prossimi anni sono principalmente alimentate con combustibili tradizionali:

÷ combustibili tradizionali, 88,16%

÷ metanolo, 0,30%

÷ LNG, 6,10%

÷ batterie, 3,85%

÷ ammoniaca, 0,02%

÷ idrogeno, 0,06%

÷ LPG, 1,51%

Considerato che l'obiettivo finale della transizione energetica e la “decarbonizzazione” dei traffici, nuovi combustibili (e relative tecnologie) sono in corso di sviluppo. I combustibili a zero emissioni di carbonio possono essere prodotti dalle fonti energetiche primarie:

÷ bio-carburanti, da fonti di bioenergia sostenibili;

÷ elettro-carburanti, da elettricità rinnovabile, e senza carbonio o azoto fossile;

÷ blu-carburanti, da reforming del metano e cattura dell'anidride carbonica prodotta.

3.2.2 Nuove tecnologie

Anche nuovi convertitori di energia installati a bordo potrebbero ridurre le emissioni di CO₂ rispetto ai motori a combustione, in particolare, c'è un crescente interesse per la maturazione delle celle a combustibile. Le celle a combustibile combinate con combustibili alternativi come l'idrogeno e l'ammoniaca possono efficientemente ridurre e persino eliminare emissioni e rumore, mentre l'efficienza energetica può essere superiore a quella dei motori convenzionali a combustione. Le celle a combustibile hanno un altro potenziale vantaggio consistente nella manutenzione ridotta, modularità e design flessibile e funzionamento a carico parziale. Tuttavia, le celle a combustibile sono dotate di notevoli svantaggi legati al costo e alla durata. Queste sono le sfide che dovranno

essere affrontate prima che le celle a combustibile possano dare un contributo significativo al rispetto di norme sempre più rigorose in materia di riduzione delle emissioni.

Anche l'emissione di anidride carbonica può essere ridotta applicando cattura e stoccaggio del carbonio a bordo (CCS).

3.2.3 Disponibilità combustibili alternativi e nuove tecnologie

La decarbonizzazione richiederà sia la sostituzione di combustibili fossili, che modifiche alla tecnologia di bordo per l'utilizzo dei combustibili alternativi, i fattori chiave per valutare la loro disponibilità includono la maturità, gli sviluppi pianificati e le regole per il loro utilizzo.

Gli analisti prevedono per i tre principali combustibili a zero emissioni il seguente sviluppo temporale della catena logistica:

÷ ammoniac, inizio utilizzo 2024, piena maturità 2027

÷ idrogeno, inizio utilizzo 2027, piena maturità 2029

÷ metanolo, inizio utilizzo 2021, piena maturità 2023

mentre, i dispositivi necessari al loro utilizzo, sono previsti avere piena affidabilità solo a partire dal 2030.

3.3 La comunità energetica del porto di Civitavecchia

La transizione verso modi di produzione e consumo più sostenibili è il principale obiettivo del presente DEASP. La fine del localismo energetico e l'affermarsi di una società high-carbon hanno determinato la geopolitica internazionale e generato instabilità, disuguaglianze e iniquità sociale.

Gli effetti di un modello sociale ed economico dominato dal principio della massimizzazione del profitto “a qualsiasi costo” sono tangibili sull'ecosistema terrestre e sulle popolazioni. Il riscaldamento globale, il cambiamento climatico la perdita della biodiversità, le ingiustizie ambientali e sociali che spingono nuove orde di “migranti climatici” ad abbandonare le terre d'origine, ci pongono dinanzi un profondo ripensamento del modo in cui governi, imprese, sistemi finanziari e individui interagiscono con il nostro pianeta.

Cogliendo le opportunità offerte dalle nuove tecnologie, i cittadini di tutto il mondo stanno già unendosi per riacquistare rilevanza nel settore energetico, attraverso azioni dirette e partecipate che mirano alla costruzione di una società più equa e sostenibile. Questa tendenza è in crescita. Infatti, in vista della riduzione delle emissioni di carbonio nel settore elettrico prevista per il 2050, si stima che 264 milioni di cittadini dell'Unione Europea si uniranno al mercato dell'energia come “prosumer”, generando fino al 45% dell'elettricità rinnovabile complessiva del sistema.

3.3.1 Il “prosumer”

Il termine “prosumer” è utilizzato per riferirsi all'utente che non si limita al ruolo passivo di consumatore (consumer), ma partecipa attivamente alle diverse fasi del processo produttivo (producer). In pratica, il prosumer è colui che possiede un proprio impianto di produzione di energia, della quale ne consuma una parte. La rimanente quota di energia può essere immessa in rete, scambiata con i consumatori fisicamente prossimi al prosumer o anche accumulata in un apposito sistema e dunque restituita alle unità di consumo nel momento più opportuno. Pertanto, il prosumer è un protagonista attivo nella gestione dei flussi energetici, e può godere non solo di una relativa autonomia ma anche di benefici economici.

3.3.2 Le Comunità Energetiche

Le forme innovative di prosumption possono essere attuate attraverso le comunità energetiche (CE), ossia una coalizione di utenti che, tramite la volontaria adesione ad un contratto, collaborano con l'obiettivo di produrre, consumare e gestire l'energia attraverso uno più impianti energetici locali. Questo è un concetto ampio che identifica una varietà di esperienze comprendenti comunità di interessi e comunità di luogo che condividono lo sviluppo di un progetto per la produzione di energia rinnovabile e i benefici economici e sociali che ne derivano. Con le dovute distinzioni e differenze tra loro, le comunità energetiche sono tutte accomunate da uno stesso obiettivo: fornire energia rinnovabile a prezzi accessibili ai propri membri, piuttosto che dare la priorità al profitto economico come una società energetica tradizionale.

Decentramento e localizzazione della produzione energetica sono i principi su cui si fonda una comunità energetica che, attraverso il coinvolgimento di cittadini, attività commerciali e imprese del territorio, risulta in grado di produrre, consumare e scambiare energia in un'ottica di autoconsumo e collaborazione. Il concetto di autoconsumo si riferisce alla possibilità di consumare in loco l'energia elettrica prodotta da un impianto di generazione locale per far fronte ai propri fabbisogni energetici. Produrre, immagazzinare e consumare energia elettrica nello stesso sito prodotta da un impianto di generazione locale permette al prosumer di contribuire attivamente alla transizione energetica e allo sviluppo sostenibile del Paese, favorendo l'efficienza energetica e promuovendo lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Oggi l'autoconsumo può essere attuato non solo in forma individuale ma anche in forma collettiva all'interno di condomini o comunità energetiche locali.

L'aumento della generazione distribuita, soprattutto tramite la diffusione di sistemi fotovoltaici, rende rilevante l'integrazione della produzione e il consumo di energia all'interno di quartieri e distretti, all'interno di reti di media e bassa tensione.

Per consentire al sistema elettrico nazionale di funzionare in maniera ottimale, è necessario abbinare l'offerta di energia alla domanda di consumo. Una delle soluzioni per giungere tale obiettivo è sovrapporre la dimensione spaziale individuale a quella collettiva, ad esempio, facendo coincidere la produzione locale di energia con la domanda del circuito costituito da: casa, condominio e vicinato o azienda-edificio/centro commerciale.

La nascita di una comunità energetica prevede l'aggregazione di un certo numero di prosumers disposti a condividere impianti di produzione di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile. Attualmente, in molti paesi del globo, sono attive varie iniziative di autoconsumo collettivo e di comunità energetiche, dimostrando il loro potenziale di trasformatore sociale per il fatto di facilitare l'adozione di comportamenti eco-sostenibili.

3.3.3 La Normativa comunitaria

Nel 2019, l'Unione Europea ha concluso la approvazione del pacchetto legislativo "Energia pulita per tutti gli europei" (CEP - Clean Energy Package), composto da otto Direttive che regolavano temi energetici, tra cui: prestazioni energetiche negli edifici, efficienza energetica, energie rinnovabili, mercato elettrico.

Le direttive UE, stabilite dal CEP, cercano di mettere in atto quadri giuridici adeguati a consentire la transizione energetica e dare un ruolo di primo piano ai cittadini nel settore dell'energia. Le

direttive dovrebbero essere seguite dalle leggi nazionali sui rispettivi temi. Il termine per il recepimento delle direttive da parte degli Stati membri dell'UE e, di conseguenza, per la stesura di legislazioni nazionali, è giugno 2021. Tra i diversi temi di interesse, esamineremo qui soltanto due delle direttive del CEP:

- ÷ la Direttiva sulle energie rinnovabili (Direttiva UE 2018/2001), in cui sono riportate le definizioni di autoconsumo collettivo e di Comunità di Energia Rinnovabile (CER),
- ÷ la Direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica (Direttiva UE 2019/944) che definisce la Comunità Energetica dei Cittadini (CEC).

L'articolo 21 della Direttiva sulle energie rinnovabili (2018/2001) definisce l'autoconsumo collettivo realizzato all'interno di un edificio, grazie ad un sistema che fornisce elettricità a più di un consumatore ("uno a molti"). L'esempio classico è quello di un edificio multi-unità con un sistema nell'area comune, in grado di soddisfare il fabbisogno di energia sia per le utenze condominiali che per quelle delle unità autonome. Quando l'autoconsumo collettivo trascende l'ambito di un unico edificio o condominio, siamo di fronte ad una comunità energetica.

Le Direttive, sebbene presentino definizioni diverse tra loro, definiscono entrambe la comunità energetica come "un soggetto giuridico" fondato sulla "partecipazione aperta e volontaria", il cui scopo prioritario non è la generazione di profitti finanziari, ma il raggiungimento di benefici ambientali, economici e sociali per i suoi membri o soci o al territorio in cui opera.

Per garantire il carattere no profit delle comunità energetiche, non è ammessa la partecipazione, in qualità di membri della comunità, di aziende del settore energetico (fornitori e ESCO) che possono, invece, prestare servizi di fornitura e di infrastruttura.

Le principali differenze tra le CER e CEC sono:

- ÷ la CER si basa sul principio di autonomia tra i membri e sulla necessità di prossimità con gli impianti di generazione. La CER può gestire l'energia in diverse forme (elettricità, calore, gas) a patto che siano generate da una fonte rinnovabile;
- ÷ la CEC non prevede i principi di autonomia e prossimità e può gestire solo l'elettricità, prodotta sia da fonte rinnovabile, sia fossile.

Inoltre, è importante notare che le due direttive stabiliscono periodi diversi per il recepimento da parte degli stati membri. Nel caso della Direttiva sull'energia elettrica 2019/944, che ha istituito la CEC, il termine di recepimento è il 31 dicembre 2020; mentre per la Direttiva sulle energie rinnovabili 2018/2001, che istituisce la CER, il termine di recepimento è il 30 giugno 2021. Questa discrepanza, tuttavia, non impedisce che le direttive non possano essere recepite dagli Stati membri in un'unica legge sul tema delle comunità energetiche.

La nuova legge nazionale dovrà, inoltre, consentire alle comunità energetiche di agire come aggregatori, creando una nuova attività nel campo energetico. Lo schema di aggregazione consente di coordinare diverse unità per controllare la produzione di generazione e la domanda, sfruttando la flessibilità. L'aggregazione permetterà anche ai piccoli utenti di unirsi per partecipare al mercato dell'energia all'ingrosso.

3.3.4 La Normativa nazionale

Nonostante l'Italia non abbia ancora promulgato la legge nazionale per il recepimento della Direttiva sulle energie rinnovabili (Direttiva UE 2018/2001) e della Direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica (Direttiva UE 2019/944), ha avviato una fase di sperimentazione sulla prima. Ad oggi, la regolamentazione italiana in materia di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabile consiste nell'articolo 42-bis, inserito nel Decreto Milleproroghe (convertito nella legge n.8/2020 in 29 febbraio 2020). La regolamentazione attuale cerca di collettare dati ed elementi utili all'attuazione delle Direttive, oltre a consentire investimenti visti gli obiettivi stabiliti nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC).

D'accordo con le disposizioni del Decreto Milleproroghe, l'autoconsumo collettivo è fatto da una pluralità di consumatori ubicati all'interno di un edificio in cui è presente uno o più impianti alimentati esclusivamente da fonti rinnovabili. Gli impianti possono essere di proprietà di soggetti terzi (come ESCO) e usufruire di specifici benefici, come le detrazioni fiscali.

La disposizione relativa alle comunità energetiche prevede che i soggetti che partecipano devono produrre energia destinata al proprio consumo con impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza complessiva non superiore a 200 kW. Per condividere l'energia prodotta, gli utenti possono utilizzare le reti di distribuzione già esistenti e utilizzare forme di autoconsumo virtuale.

La comunità energetica rinnovabile deve essere formata dai consumatori ubicati nella rete elettrica di bassa tensione, sotto la medesima cabina di trasformazione di media/bassa tensione. I partecipanti mantengono i loro diritti come clienti finali, compreso quello di scegliere il proprio fornitore ed uscire dalla comunità quando lo desiderano. La partecipazione è aperta a tutti gli utenti sotto la stessa cabina elettrica, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili. L'energia condivisa all'interno della comunità è pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti della comunità e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei membri associati. L'energia è considerata condivisa per l'autoconsumo istantaneo anche attraverso sistemi di accumulo.

3.3.5 La Comunità energetica del porto di Civitavecchia

Prendendo spunto dalle indicazioni normative e dalle caratteristiche peculiari del sistema elettrico del porto di Civitavecchia, al suo interno verrà realizzata la prima comunità energetica portuale.

Fino al 31.12.2021, il sistema elettrico portuale, seguendo le indicazioni della Legge 84/1994, era così costituito:

- ÷ L'energia utilizzata dai diversi utenti portuali veniva attinta in dei punti di consegna (in MT e BT) dalla rete elettrica nazionale;
- ÷ L'energia veniva distribuita ai diversi utenti portuali attraverso la rete elettrica realizzata dall'Amministrazione, e concessa a Port Utilities Spa (a seguito di gara ad evidenza pubblica);
- ÷ Port Utilities Spa acquistava energia elettrica sul mercato libero nazionale e la rivendeva ai diversi utenti portuali alla tariffa stabilita in sede di gara.

A partire dal 01.01.2022, il sistema elettrico portuale dovrà adeguarsi al Testo Integrato sui Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC), ed avrà questa configurazione:

- ÷ L'energia utilizzata dai diversi utenti portuali veniva attinta in dei punti di consegna (in MT e BT) dalla rete elettrica nazionale;

÷ l'energia veniva distribuita ai diversi utenti portuali attraverso la rete elettrica realizzata dall'Amministrazione, e concessa a Port Utilities Spa (a seguito di gara ad evidenza pubblica), che provvederà ad addebitare i costi gestionali al fornitore di energia elettrica dei diversi utenti portuali;

÷ i diversi utenti portuali acquisteranno energia elettrica sul mercato libero nazionale.

Il DEASP prevede una radicale trasformazione del sistema elettrico:

÷ la rete elettrica portuale verrà implementata a smart grid neurale, per gestire in maniera ottimale i diversi flussi energetici;

÷ verranno realizzati impianti di produzione primaria basati su F.E.R. con cui verrà alimentata in MT la rete elettrica portuale;

÷ le connessioni alla rete elettrica nazionale avranno funzioni di back-up energetico, garantendo stabilità al sistema elettrico portuale, qualora i sistemi di accumulo connessi agli impianti di produzione primaria non fossero immediatamente realizzabili;

÷ i diversi utenti portuali sottoscriveranno un contratto di adesione volontaria alla comunità energetica del porto di Civitavecchia.

3.3.6 Risparmio economico e benefici ambientali

I diversi utenti portuali aderenti alla CE accedono ad una serie di vantaggi economici e ambientali:

÷ **risparmio in bolletta:** più energia si autoconsuma e più si riducono i costi delle componenti variabili della bolletta (quota energia, oneri di rete e relative imposte quali accise e IVA);

÷ **valorizzazione dell'energia prodotta:** produrre energia con un impianto fotovoltaico può rappresentare una fonte di guadagno grazie ai meccanismi incentivanti;

÷ **riduzione degli impatti ambientali:** poiché l'energia viene prodotta da fotovoltaico, si evitano le emissioni di CO₂ o di altri gas clima alteranti.

Risulta quindi evidente come, pensando all'applicazione relativa singolo utente, l'autoconsumo da energia elettrica da fonte rinnovabile può essere soddisfatto se vengono soddisfatte determinate condizioni di natura energetico-economica:

÷ profilo di produzione adeguato a soddisfare parte significativa del proprio profilo di carico nella giornata e nell'anno;

÷ costi del kWh prodotto (inglobando anche i costi di installazione, costi di manutenzione, incentivi ecc.) minori o uguali al costo del kWh acquistato dalla rete.

Su questi aspetti incidono anche la variabilità e stagionalità di alcune tipologie di fonte rinnovabile (ad esempio il fotovoltaico), la perdita di efficienza annua della tecnologia. Da un punto di vista economico è utile chiarire come l'aliquota relativa al prezzo dell'energia sia soltanto una parte relativa al costo del kWh. Pertanto, poter incidere anche su quelle che sono i costi della componente non energetica in tariffa risulta particolarmente interessante ai fini di un ritorno economico dell'investimento.

In pratica, se si riuscisse ad autoconsumare tutta l'energia elettrica prodotta da fotovoltaico, l'investimento iniziale rientrerebbe in tempi più rapidi. Purtroppo, spesso difficilmente tutta

l'energia prodotta viene completamente usata dall'utente e, viceversa, molta dell'energia usata dall'utente viene acquistata dalla rete.

Proprio per migliorare questi aspetti è stato introdotto il concetto dell'autoconsumo collettivo. La prospettiva di un autoconsumo collettivo, quindi, si caratterizza come una modalità che consente alle "comunità energetiche" di mettere in "comune" le utenze elettriche al fine di poter massimizzare i consumi dell'energia prodotta all'interno della comunità stessa. Ciò permette di diminuire i costi di trasporto e gli oneri di sistema, impegnando soltanto una parte della rete elettrica e riducendo l'energia persa per il trasporto negli elettrodotti.

3.3.7 Contrasto alla povertà energetica

Nei paesi europei, la povertà energetica è in estrema sintesi l'eccessiva distrazione di risorse del proprio reddito per far fronte alle bollette energetiche e l'impossibilità di acquistare i servizi energetici essenziali. Nei paesi meno sviluppati assume connotati impressionanti, poiché circa ottocento milioni di persone non hanno accesso all'elettricità. Negli ultimi anni, la povertà energetica ha assunto un ruolo primario di attenzione in ambito istituzionale anche europeo e nazionale. La sua dimensione è molto rilevante anche in Europa che ha inserito apposite misure nel Pacchetto Energia 2030. Dai dati dell'Osservatorio della Commissione Europea nel 2018 risulta che 80 milioni di persone non sono state in grado di acquistare quei beni energetici minimi, necessari al loro benessere, di queste circa 4 milioni sono in Italia.

Il contrasto alla povertà energetica è presente nell'Agenda 2030 dell'Organizzazione delle Nazioni Unite tra le azioni previste nel già citato obiettivo 11 "Assicurare a tutti l'accesso a sistemi di energia economici, affidabili, sostenibili e moderni".

In Europa sono stati istituiti in alcuni Paesi (tra cui l'Italia) Osservatori nazionali che operano nell'ambito di azioni di coordinamento europeo e che monitorano il fenomeno e le politiche di mitigazione; anche se ancora con forti disomogeneità negli indicatori utilizzati, la valutazione della dimensione del problema avviene sostanzialmente in base alla spesa annua per consumi energetici. Le azioni di mitigazione sono anch'esse non omogenee e vengono adottate talora nell'ambito di politiche sociali di contrasto alla povertà, talora nelle politiche energetiche, o in entrambe.

Le azioni di mitigazione in Italia sono incentrate sia a sostenere una adeguata capacità di spesa di consumo energetico, sia a favorire, finanziariamente e culturalmente, l'efficientamento energetico delle abitazioni per garantire comfort abitativo riducendo la spesa per i consumi energetici. Infatti, un indicatore di povertà energetica è una elevata incidenza della spesa energetica (oltre il doppio della media) ed un rapporto elevato tra spesa energetica e capacità di spesa complessiva.

In uno scenario in cui entro il 2050 metà dei cittadini UE potrebbero auto-produrre la propria energia, sia individualmente, sia collettivamente, tramite forme cooperative, le Comunità Energetiche sono, nelle aspettative Europee, anche un importante strumento di mitigazione della povertà energetica. Tutti i cittadini, tra cui quelli più deboli e con basse entrate, dovrebbero essere in grado di beneficiare della partecipazione ad una comunità energetica; che possono prevedere forme di solidarietà energetica, fornendo ai loro soci un accesso a buon mercato alle rinnovabili e delle strategie per risparmiare energia.

Oltre a questa condizione di solidarietà, alcuni principi fondamentali per la creazione di una Comunità Energetica rappresentano di per sé pratiche di mitigazione della povertà energetica

perché implicano sia l'installazione di sistemi condivisi di monitoraggio dei consumi energetici individuali e di protocolli per una loro ottimizzazione/riduzione ma al contempo coinvolgono i consumatori, rendendoli consapevoli dei propri comportamenti e anche della fattibilità di azioni di efficientamento. L'approccio collettivo e la fattibilità di scambi tra partecipanti di una Comunità Energetica può essere un ulteriore modo di coinvolgere i residenti nei lavori di ristrutturazione con operazioni di economia di scala o reinvestimento degli utili.

3.3.8 Risparmio energetico

Tra gli interventi attivati dallo sviluppo delle comunità di energia vi sono quelli legati al tema del risparmio energetico. Per risparmio energetico si intende la riduzione dei consumi di energia necessaria a svolgere un'attività. Ciò vale sia per il singolo cittadino e le aziende, sia per una comunità costituita da un aggregato di soggetti che, a più titolo, agiscono in un territorio. La riduzione di consumo energetico può essere raggiunta in modo diverso, ad esempio con azioni che hanno carattere gestionale, ma anche grazie ad interventi di tipo impiantistico che, a parità di prestazione effettuata, riducono i propri consumi energetici.

Efficientamento energetico mediante interventi di carattere gestionale. Può essere rappresentato dall'utente domestico che regola in maniera puntuale i consumi all'interno della propria abitazione; la domotica negli ultimi anni sta rendendo possibile tutto ciò legandole il servizio alle modalità personali di utilizzo di elettrodomestici ed altre apparecchiature. La possibilità di differenziare, negli ambienti e nelle ore del giorno, la temperatura, l'illuminazione, ecc, porta sicuramente a consumare energia solo quando realmente necessario e quindi ad ottenere riduzioni, anche significative, nei consumi. Analogamente le aziende in molti casi possono agire per una gestione più puntuale del fabbisogno energetico, anche ottimizzando il flusso di lavoro e, quindi, la gestione delle utility all'interno della stessa.

Efficientamento energetico mediante interventi di tipo impiantistico. È rappresentato invece da quegli interventi che permettono di conseguire una riduzione dell'energia consumata grazie all'utilizzo di tecnologie più performanti. Ad esempio, un utente domestico può ridurre i propri consumi grazie alla sostituzione di una vecchia caldaia con una nuova, più performante. Può risparmiare ancora di più adottando una tecnologia più recente, con un intervento, spesso anche più invasivo da un punto di vista impiantistico, ad esempio adottando una caldaia a condensazione o cambiando del tutto l'approccio sia da un punto di vista del funzionamento sia da un punto di vista della fonte energetica di approvvigionamento (adozione di pompe di calore). Discorso analogo, anche in questo caso, per le aziende dove, ad esempio l'utilizzo di nuovi macchinari dotati di motori elettrici più efficienti e di una maggiore modularità del carico di lavoro, permette di conseguire importanti riduzioni in termini di consumo.

Quelle descritte sono solo alcune delle azioni di "efficientamento energetico" che è possibile attuare per la riduzione dei consumi sia in termini individuali sia in termini di collettività.

In generale si può quindi definire, "efficienza energetica di un dato processo, trasformazione, servizio, il rapporto tra l'effetto utile ottenuto (o prestazione erogata) e l'energia immessa in ingresso. Nel caso in cui l'effetto utile sia l'erogazione di energia, l'efficienza coincide con il rendimento della trasformazione associata in base al primo principio della termodinamica. Per miglioramento dell'efficienza energetica si intende un incremento dell'efficienza degli usi finali

dell'energia, risultante da cambiamenti che possono essere sia tecnologici che comportamentali o economici".

Considerando poi gli obiettivi dell'efficientamento collegati alla riduzione dell'utilizzo delle fonti fossili (carbone, gas, petrolio), le comunità energetiche dovrebbero incentivare il ricorso a tecnologie basate sull'utilizzo di fonti energetiche di tipo rinnovabile (ad esempio sole e vento). Oltre agli eventuali aspetti legati alle diverse catene dei rendimenti energetici, vanno presi in considerazione anche aspetti di carattere ambientale, sociale ecc.

Un esempio tipico in tal senso è costituito dall'installazione di un impianto fotovoltaico per autoconsumo. In questo caso quindi non si riducono i consumi energetici (almeno non direttamente) di chi utilizza l'energia prodotta, ma si cambia fonte di approvvigionamento, utilizzando una fonte rinnovabile e non energia di tipo fossile, con un vantaggio ambientale per la collettività. A questi benefici si associano anche aspetti legati al mancato costo della trasmissione dell'energia attraverso le reti e molto altro.

Gli interventi attivati dallo sviluppo delle comunità energetiche relativamente al risparmio energetico si articolano quindi sia in elementi di tipo gestionale, sia in interventi di efficientamento legati all'utilizzo di tecnologie più performanti o che utilizzino fonti rinnovabili, ma anche si muovono nella logica dell'autoconsumo di comunità.

3.3.9 Economia collaborativa

L'economia collaborativa, nota col nome di Sharing economy, è un modello economico basato sulla condivisione di beni e servizi (Barberio, 2017). La condivisione è una delle strategie alla base dell'economia circolare, un'economia a favore dell'ambiente, che permette di superare l'attuale sistema che produce sprechi e rifiuti.

La sharing economy è principalmente costruita su reti collegate d'individui, organizzazioni o comunità che si fondano sulla collaborazione, la condivisione, lo scambio, il commercio di prodotti e/o servizi. Anche nell'ambito delle comunità energetiche possono essere applicati i principi della sharing economy e questo può determinare l'emergere di nuove regole all'interno della comunità che facilitino gli scambi di beni e servizi tra i membri che vi partecipano.

Il principio che maggiormente ispira la sharing economy è quello di "accesso al bene", in quanto non è più la proprietà ad essere un fattore discriminante, ma la funzione che esso svolge. Grazie alla sharing economy, un bene può infatti essere condiviso attraverso diverse modalità.

L'utilizzo del bene condiviso può essere sincrono nel caso in cui la condivisione del bene avvenga con un'altra persona oppure differito quando il bene è ceduto temporaneamente a un'altra persona. Il valore dei beni o dei servizi condivisi può essere determinato in denaro oppure attraverso crediti di monete complementari. Vi sono poi alcuni casi in cui il bene è condiviso nell'ambito di una relazione di dono. Da tutto ciò emerge che condividere non nega la possibilità che lo scambio avvenga attraverso cessione di denaro (mediazione finanziaria), o negando il concetto di proprietà, bensì nel rispetto dei principi e valori secondo i quali l'accesso ai beni/servizi è prioritario rispetto al suo possesso.

Lo sviluppo di iniziative basate sulla sharing economy sta portando importanti ricadute non solo sulla dimensione economica ma anche su quella sociale, culturale e ambientale. Attraverso esse sta

avvenendo una trasformazione radicale dei modelli di produzione e consumo e la transizione verso nuovi stili di vita.

In generale, la Sharing Economy prevede tre categorie di attori:

1. i fornitori di servizi che condividono beni, risorse, tempo e/o competenze,
2. gli utenti di questi servizi,
3. gli intermediari che spesso operano attraverso piattaforme collaborative.

Secondo Collaboriamo, l'esistenza di una piattaforma di collaborazione è uno dei principali fattori abilitanti della maggior parte delle iniziative collaborative. Le piattaforme sono fondamentali perché collegano i fornitori con gli utenti e permettono le transazioni tra di loro. Esse possono essere gestite e create dagli utenti, ma anche da enti, società e soggetti economici sia senza scopo di lucro che a scopo di lucro. Ciò ha permesso di accorciare la filiera degli intermediari e di coordinare in modo più diretto domanda ed offerta di beni e servizi tra pari. La piattaforma può essere fisica, digitale ma anche solo organizzativa. Certamente le tecnologie, soprattutto in campo digitale, giocano un ruolo chiave nel fornire supporto all'espansione del modello collaborativo rendendolo più fruibile, scalabile, originale. Siti internet, applicazioni mobile, social network e servizi di geolocalizzazione permettono di attivare in modo più veloce ed efficace le relazioni e gli scambi abbattendo non solo i confini fisici, ma anche i costi. Nelle piattaforme digitali la fiducia è una condizione imprescindibile e alla tradizionale fiducia (o fidelizzazione) tra produttore e cliente si sostituisce il nuovo concetto di reputazione digitale. Lo sharer ha infatti un'identità pubblica, diretta e riconoscibile spesso attraverso la sua presenza sui social network. Ad esempio, un metodo molto usato e semplice è quello di utilizzare il profilo facebook per iscriversi ai siti. È poi la comunità stessa a regolare e determinare l'affidabilità di un suo membro attraverso nuovi sistemi introdotti, come ad esempio il ranking o il feedback, o tramite spazi virtuali quali forum e chat pubbliche su cui è possibile scrivere commenti, recensioni ecc.

Se da un lato le piattaforme digitali sono tecnologie abilitanti, il ruolo di un incontro fisico tra persone rimane ancora centrale. Le piattaforme fisiche come social street, spazi di coworking, gruppi di acquisto o banche del tempo sono la base per la creazione di una nuova cultura della condivisione e di nuove comunità di riferimento. Le piattaforme collaborative si configurano quindi come "connettori" di individui attraverso la creazione di comunità in cui i singoli membri si connettono tra loro "spontaneamente" poiché animati dalla soddisfazione di uno specifico bisogno. L'attivazione di comunità fondate sulle piattaforme collaborative ha quindi una rilevanza non solo economica ma anche ambientale e sociale e spesso si rivela potenzialmente più sostenibile di altre.

4. QUALITA' DELL'ARIA A CIVITAVECCHIA

Il presente Documento è stato redatto tenendo conto dell'andamento della qualità dell'aria ambiente del porto di Civitavecchia, che è stato registrato negli ultimi 36 anni, e già comunicati da ultimo al MATTM, in riscontro al prot.3589 del 12.02.2018, assunto in data 13.12.2018 al n.2053 del protocollo generale dell'Autorità di Sistema Portuale del Mare Tirreno Centro-Settentrionale.

Durante l'intero intervallo temporale sopra indicato i valori acquisiti dalle stazioni di controllo si sono sempre mantenuti inferiori ai limiti di Legge validi nel periodo di riferimento.

In data 20.02.2009 questo Ente ha sottoscritto con ARPA Lazio un protocollo di intesa inerente al monitoraggio di alcune matrici ambientali dei porti del network. In adempimento al protocollo di intesa del 20.02.2009, in data 24.11.2011 è stato sottoscritto un accordo che ha previsto l'installazione di una stazione fissa per la misurazione della qualità dell'aria degli ambiti portuali e peri-portuali di Civitavecchia, che ARPA Lazio ha provveduto a fare inserire, a seguito di autorizzazione da parte della Regione Lazio e del Ministero dell'Ambiente, nel sistema di monitoraggio laziale in conformità a quanto indicato dall'art.5 del D.lgs. 155 del 13.08.2010 con cui è stata recepita la Direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa.

L'ubicazione della stazione di monitoraggio è stata definita in base allo scenario trasportistico del porto di Civitavecchia di inizio secolo, e quanto più prossima all'abitato cittadino, in modo da avere chiare indicazioni riguardo i livelli di qualità dell'aria ambiente in tale particolare porzione del sedime portuale.

La stazione di rilevamento sopra indicata denominata "Civitavecchia Porto", censita nella rete regionale di rilevamento con il codice 060, è entrata in esercizio il 01.10.2012, ed a partire da tale data ARPA Lazio, quotidianamente, pubblica sul proprio sito istituzionale i valori rilevati dalla strumentazione installata al suo interno; tali dati vengono pubblicati una volta che gli stessi sono stati validati da qualificato e titolato persone e forniscono una chiara e trasparente informazione a tutti i cittadini in merito alla qualità dell'aria degli ambiti portuali e peri-portuali.

La qualità dell'aria di Civitavecchia è, oggi, quotidianamente rilevata oltre che dalla stazione di rilevamento sopra indicata (060), da altre 3 stazioni (083 – 084 – 085). Il numero delle stazioni di rilevamento oggi installate per monitorare la qualità dell'aria di Civitavecchia è quindi maggiore del minimo previsto dall'art.7 del D.lgs. 155/2010.

Si segnala che nel mese di agosto 2020 (nel periodo di massimo traffico portuale), è stata condotta una campagna di rilevamenti con apparato mobile posto a Nord del punto di misura integrato in maniera permanente nella rete regionale della qualità dell'aria della Regione Lazio, che ha confermato la positiva incidenza della delocalizzazione a Nord dei traffici portuali sulla qualità dell'aria degli ambiti portuali e peri-portuali.

Al fine di meglio pianificare gli interventi è stato sottoscritto un protocollo di intesa con l'Istituto di Scienze dell'Atmosfera e del Clima del Consiglio Nazionale delle Ricerche (ISAC-CNR) per verificare su di una superficie areale le ricadute degli interventi sulla qualità dell'aria ambiente, anche a livello predittivo.

L'emergenza pandemica Covid-19 ha determinato in alcuni periodi dell'anno (aventi durata di molte settimane) lo stazionamento contemporaneo h24 all'interno del porto e nella rada, fino a 11 navi da crociera e di numerosi mercantili, senza che da ciò sia derivata una modifica dei livelli qualitativi registrati dalle centraline ARPA Lazio rispetto a periodo di scarsa presenza di navi ormeggiate in porto per brevi periodi.

4.1 Diossido di azoto (NO₂)

A partire dal 1989, le concentrazioni del Diossido di azoto sono state costantemente al di sotto dei limiti di Legge. Appresso, si riporta l'andamento della media annua della concentrazione di tali inquinanti dell'ultimo quinquennio (2016 – 2020). Il valore del 2020 è relativo al periodo gennaio – ottobre e risulta essere in parte condizionato dall'emergenza pandemica.

Anno	Legge	Limite di Legge	Valore	Conformità
2016	D.lgs. 155/2010	40 µg/m ³	26 µg/m ³	SI
2017	D.lgs. 155/2010	40 µg/m ³	26 µg/m ³	SI
2018	D.lgs. 155/2010	40 µg/m ³	25 µg/m ³	SI
2019	D.lgs. 155/2010	40 µg/m ³	24 µg/m ³	SI
2020	D.lgs. 155/2010	40 µg/m ³	23 µg/m ³	SI

Inoltre, con il Decreto 60/2002, è stato monitorato il numero massimo di superamenti consentiti

Anno	Legge	Limite di Legge	Valore	Conformità
2016	D.lgs. 155/2010	18 superamenti	0 superamenti	SI
2017	D.lgs. 155/2010	18 superamenti	0 superamenti	SI
2018	D.lgs. 155/2010	18 superamenti	0 superamenti	SI
2019	D.lgs. 155/2010	18 superamenti	0 superamenti	SI
2020	D.lgs. 155/2010	18 superamenti	0 superamenti	SI

4.2 Diossido di zolfo (SO₂)

Con riferimento al Decreto 60/2002, è stato monitorato il numero massimo di superamenti consentiti in un anno del valore massimo orario (350 µg/m³).

Anno	Legge	Limite di Legge	Valore	Conformità
2016	D.lgs. 155/2010	24 superamenti	0 superamenti	SI
2017	D.lgs. 155/2010	24 superamenti	0 superamenti	SI
2018	D.lgs. 155/2010	24 superamenti	0 superamenti	SI
2019	D.lgs. 155/2010	24 superamenti	0 superamenti	SI
2020	D.lgs. 155/2010	24 superamenti	0 superamenti	SI

Inoltre, sempre con riferimento al Decreto 60/2002, è stato monitorato il numero massimo di superamenti consentiti in un anno del valore massimo giornaliero (media ponderata nell'arco delle 24 ore, 125 µg/m³).

Anno	Legge	Limite di Legge	Valore	Conformità
2016	D.lgs. 155/2010	3 superamenti	0 superamenti	SI
2017	D.lgs. 155/2010	3 superamenti	0 superamenti	SI
2018	D.lgs. 155/2010	3 superamenti	0 superamenti	SI
2019	D.lgs. 155/2010	3 superamenti	0 superamenti	SI
2020	D.lgs. 155/2010	3 superamenti	0 superamenti	SI

Antecedentemente all'entrata in vigore del D.M. 60/2002, la Legge prevedeva di effettuare una verifica della concentrazione media annua (98° percentile) del diossido di zolfo (SO₂). Inoltre, si è riportato il valore annuo della concentrazione media annua del diossido di zolfo (SO₂), registrata dopo l'entrata in vigore del D.M. 60/2002. Il valore del 2020 è relativo al periodo gennaio – ottobre e risulta essere in parte condizionato dall'emergenza pandemica.

Anno	Legge	Limite di Legge	Valore	Conformità
2016	D.lgs. 155/2010	altro limite di legge	1.0 µg/m³(ARPA 60)	-
2017	D.lgs. 155/2010	altro limite di legge	1.0 µg/m³(ARPA 60)	-
2018	D.lgs. 155/2010	altro limite di legge	0.8 µg/m³(ARPA 15)	-
2019	D.lgs. 155/2010	altro limite di legge	1.0 µg/m³(ARPA 15)	-
2020	D.lgs. 155/2010	altro limite di legge	0.8 µg/m³(ARPA 15)	-

4.3 Polveri (PM₁₀)

Appresso, si riporta l'andamento della media annua della concentrazione di tali inquinanti. Il valore del 2020 è relativo al periodo gennaio – ottobre e risulta essere in parte condizionato dall'emergenza pandemica.

Anno	Legge	Limite di Legge	Valore	Conformità
2016	D.lgs. 155/2010	40 µg/m³ PM ₁₀	24 µg/m³ PM ₁₀	SI
2017	D.lgs. 155/2010	40 µg/m³ PM ₁₀	20 µg/m³ PM ₁₀	SI
2018	D.lgs. 155/2010	40 µg/m³ PM ₁₀	23 µg/m³ PM ₁₀	SI
2019	D.lgs. 155/2010	40 µg/m³ PM ₁₀	20 µg/m³ PM ₁₀	SI
2020	D.lgs. 155/2010	40 µg/m³ PM ₁₀	19 µg/m³ PM ₁₀	SI

Inoltre, con il Decreto 60/2002, è stato monitorato il numero massimo di superamenti consentiti in un anno del valore massimo giornaliero (media ponderata nell'arco delle 24 ore, 50 µg/m³).

Anno	Legge	Limite di Legge	Valore	Conformità
2016	D.lgs. 155/2010	35 superamenti	4 superamenti	SI

2017	D.lgs. 155/2010	35 superamenti	1 superamenti	SI
2018	D.lgs. 155/2010	35 superamenti	3 superamenti	SI
2019	D.lgs. 155/2010	35 superamenti	3 superamenti	SI
2020	D.lgs. 155/2010	35 superamenti	2 superamenti	SI

4.4 Monossido di Carbonio (CO)

Il limite introdotto dal D.M. 60/2002 è di 10 mg/m³, calcolato sulla media massima giornaliera su 8 ore, per cui non sono stati registrati superamenti.

Anno	Legge	Limite di Legge	Valore	Conformità
2016	D.lgs. 155/2010	0 superamenti	0 superamenti (ARPA 15)	SI
2017	D.lgs. 155/2010	0 superamenti	0 superamenti (ARPA 15)	SI
2018	D.lgs. 155/2010	0 superamenti	0 superamenti (ARPA 15)	SI
2019	D.lgs. 155/2010	0 superamenti	0 superamenti (ARPA 15)	SI
2020	D.lgs. 155/2010	0 superamenti	0 superamenti (ARPA 15)	SI

4.5 Ozono (O₃)

La soglia di allarme introdotta dal D.lgs. 155/2010 è di 240 µg/m³, calcolato sulla media oraria, per cui non sono stati registrati superamenti.

Anno	Legge	Limite di Legge	Valore	Conformità
2016	D.lgs. 155/2010	0 superamenti	0 superamenti (ARPA 15)	SI
2017	D.lgs. 155/2010	0 superamenti	0 superamenti (ARPA 15)	SI
2018	D.lgs. 155/2010	0 superamenti	0 superamenti (ARPA 15)	SI
2019	D.lgs. 155/2010	0 superamenti	0 superamenti (ARPA 15)	SI
2020	D.lgs. 155/2010	0 superamenti	0 superamenti (ARPA 15)	SI

4.6 Campagna di monitoraggio mobile (agosto 2020)

Facendo seguito alla richiesta della Capitaneria di Porto nell'ambito del tavolo tecnico svoltosi il 07.08.2020 che ha visto la partecipazione, oltre dell'Agenzia, della Capitaneria di Porto, dell'Autorità di Sistema Portuale e del Comune di Civitavecchia (cfr. nota Ministero delle Infrastrutture prot. n.2047 del 27/08/2020), è stata eseguita una campagna di monitoraggio della qualità dell'aria degli ambiti portuali, posizionando presso la Banchina n.18 una stazione mobile ARPA Lazio: il monitoraggio con il laboratorio mobile è stato effettuato dal 14 agosto al 03 settembre 2020.

Lo scopo del monitoraggio è stato quello di acquisire ulteriori informazioni sullo stato di qualità dell'aria nell'ambito portuale durante il periodo estivo che vede l'intensificarsi dei movimenti delle navi e dei traghetti.

Dalle misure e solo relativamente al periodo della campagna di monitoraggio non risultano superamenti degli standard normativi.

4.7 Campagna di monitoraggio mobile (agosto 2021)

In continuità a quanto avvenuto nell'agosto 2020, anche nell'agosto 2021 è stata ripetuta una campagna di rilevamento della qualità dell'aria ambiente in prossimità degli accosti destinati a navi traghetto, a cura e spesa di ARPA Lazio.

Le risultanze del monitoraggio sono simili a quelle dell'anno precedente, e nel periodo di monitoraggio non hanno rilevato alcun superamento dei limiti di Legge, confermando la validità dei rilevamenti della stazione di rilevamento fissa portuale, integrata nella rete regionale di rilevamento della qualità dell'aria.

4.8 Modello diffusivo

In data 29.09.2020 il presidente dell'AdSP ha sottoscritto una convenzione con l'Istituto di Scienze dell'Atmosfera e del Clima del Consiglio Nazionale delle Ricerche (ISAC-CNR), inerente alla modellizzazione della qualità dell'aria (ex D.lgs. 155/2010) degli ambiti portuali e peri-portuali.

La Convenzione è volta all'instaurazione di una collaborazione per l'attuazione di un'attività mirata alla valutazione degli effetti sui principali parametri normati di qualità dell'aria (QA) dell'elettrificazione delle banchine del Porto di Civitavecchia rispetto a misure alternative/compensative inerenti alla rifunzionalizzazione della mobilità terrestre e navale all'interno de porto.

Il modello diffusivo che verrà messo a punto da ISAC-CNR verrà utilizzato sia per trasporre su in un areale i valori registrati dalle centraline ARPA Lazio presenti sul territorio, sia per stimare le ricadute sulla qualità dell'aria ambiente degli interventi riportati nel presente Documento.

5. RETE ELETTRICA PORTUALE

A partire dal 2001 l'Autorità Portuale di Civitavecchia ha avviato la realizzazione della rete di distribuzione dell'energia elettrica portuale, che oggi serve la gran parte degli utenti portuali. Risultano essere connessi alla rete pubblica alcune utenze in essere prima del 2001, in quanto non è economicamente sostenibile il loro collegamento alla rete elettrica portuale.

Il porto di Civitavecchia si è trovata così a dover gestire una nuova infrastruttura di rete elettrica di distribuzione e ad essere un utente della rete pubblica nazionale (e-distribuzione) da cui acquistava energia per poi ridistribuirla tra i vari utilizzatori finali della “rete porto”. Questa gestione comportava dei problemi amministrativi all'Autorità Portuale che si vedeva costretta ad operare in deroga alla legislazione per compiere le operazioni di fatturazione sopra descritte.

Secondo quanto stabilito dal c.1, dell'art.6 della Legge 84/1994, la gestione della rete elettrica portuale è svolta in regime di concessione dalla ditta Port Utilities S.p.A., che ha l'incarico di curare la gestione e manutenzione della rete oltre alla misurazione dell'energia e la successiva gestione amministrativa e contabile dei contratti di fornitura. La concessione include anche lo svolgimento del servizio di connessione e le prestazioni tecniche specifiche (allacciamento nuove utenze, voltare, subentri, attivazione, disattivazione, sospensione forniture, verifiche tecniche gruppi di misura, variazioni potenza disponibile, verifiche di tensione) con relativa scelta degli oneri contrattuali delle tariffe per i clienti finali.

Tali tariffe, data una mancata norma specifica dovevano valutarsi come costi per coprire il servizio offerto e, dopo il vaglio dell'Autorità Portuale possono essere messe in atto.

Nell'immediato futuro, a seguito delle disposizioni emanate dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (ora Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente – ARERA) sulla regolazione dei sistemi di distribuzione chiusi ovvero reti “interne di utenza presenti in aree specifiche ben delimitate”, la gestione del sistema elettrico dovrà essere adeguata a quella di un distributore e quindi la Port Utilities dovrà, con alcune deroghe nei primi anni, lavorare esattamente come il distributore nazionale e pertanto dovrà adeguare la sua infrastruttura a tale servizio.

Il vantaggio della configurazione elettrica del porto di Civitavecchia è che la gestione dell'energia avviene internamente al sistema portuale con un controllo diretto da parte dell'Autorità Portuale per il tramite della propria concessionaria. La possibilità di avere una propria rete di distribuzione abbrevia notevolmente i tempi delle lavorazioni e snellisce le procedure autorizzative e amministrative in caso di spostamento di impianti di rete in un contesto come quello portuale che è molto dinamico ed in continua evoluzione.

In Italia l'attività di distribuzione di energia elettrica è un'attività monopolistica affidata in concessione trentennale a distributori all'interno di un ambito territoriale di competenza ben definito. Tali concessioni sono rilasciate sulla base di quanto definito D.lgs. 16.03.1999, n.79 (c.d. Decreto Bersani), che ha imposto la liberalizzazione del mercato elettrico.

Al di fuori di tali concessioni non è permesso lo svolgimento dell'attività di distribuzione in forma privata, anche se già al momento dell'emanazione del D.lgs. 79/1999 erano presenti contesti come i porti e gli aeroporti, in cui il servizio elettrico era garantito da un unico gestore dell'intera

infrastruttura energetica, come se fosse l'unico cliente di energia elettrica nonostante i beneficiari di tale servizio fossero tanti e differenti. In questi contesti il gestore dell'infrastruttura opera come se fosse contemporaneamente:

- ÷ cliente finale, ad esso vengono intestate le bollette di energia elettrica legate ai prelievi di energia dalla rete pubblica;
- ÷ distributore di energia, esso gestisce la rete;
- ÷ venditore della stessa, gestisce le relazioni commerciali e la fatturazione dell'energia ai consumatori finali.

Per mettere ordine in tale contesto, negli ultimi anni è stato approfondito il quadro regolatorio nell'ambito delle reti elettriche introducendo il concetto di reti private. Esse rappresentano le infrastrutture private, gestite da un soggetto non titolare di concessione rilasciata secondo le disposizioni del D.lgs. 79/1999, in cui l'energia elettrica è fornita a più clienti finali all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi, geograficamente limitato. Tali reti vengono definite Sistemi di Distribuzione Chiusi. Nel regolamentare questo tipo di attività la normativa sui Sistemi di Distribuzione Chiusi, ha cercato di introdurre alcune logiche previste dal Decreto Bersani che hanno garantito lo sviluppo del mercato libero. In particolare, viene richiesto che il gestore dell'infrastruttura limiti la propria operatività alla distribuzione di energia elettrica. Nel contempo, clienti finali devono essere considerati coloro che consumano energia per proprio uso, mentre venditori di energia elettrica devono esserlo società operanti sul mercato libero sotto la logica di concorrenza nel mercato. Il gestore dell'infrastruttura può, eventualmente, continuare a svolgere il servizio di vendita, ma concorrendo con altri operatori nazionali e impostando un modello di *unbundling* contabile atto a rendicontare all'ARERA le poste economiche di ogni attività svolta (distribuzione e vendita ed eventualmente produzione). Attraverso tale strumento viene reso possibile per i consumatori finali scegliere il fornitore dell'energia elettrica e quindi operare come i consumatori allacciati su rete pubblica.

L'ARERA, ente di regolazione e controllo per il settore elettrico, con la normativa sui Sistemi di distribuzione Chiusi, impone infatti ai gestori delle reti private di erogare il servizio secondo un nuovo modello che prevede principalmente:

- ÷ la garanzia di accesso degli utenti finali al mercato libero, quindi ogni consumatore all'interno del sito può scegliere liberamente una società di vendita da cui acquistare l'energia elettrica senza più vincoli verso il soggetto che ha sviluppato l'infrastruttura privata;
- ÷ la gestione dell'infrastruttura elettrica in qualità di distributore non concessionario ai sensi del Decreto Bersani, ciò prevede che tutte le attività dedicate alla distribuzione di energia vengano gestite con una contabilità separata da tutti i servizi erogati.

Come detto, alla data del presente Documento, il servizio elettrico all'interno dei porti è gestito in virtù del D.M. 14.11.1994, in cui vengono identificati i servizi di interesse generale da rendere a titolo oneroso all'utenza portuale, tra cui compare la distribuzione e la fornitura di energia elettrica attraverso il sistema portuale appresso descritto.

Pertanto, presso il porto di Civitavecchia, esistono due concessionari del servizio elettrico:

- ÷ il primo selezionato dall'AdSP (a seguito dell'applicazione del D.M. 14.11.1994): Port Utilities Spa;
- ÷ il secondo selezionato dal Ministero dello Sviluppo Economico (a seguito dell'applicazione del D.lgs. 16.03.1999, n.79): e-distribuzione Spa.

Con l'estensione della competenza dell'Ente ai porti di Fiumicino e Gaeta sono state utilizzate delle reti elettriche connesse al sistema di distribuzione locale, gestito dal soggetto individuato dal MiSE. Tali reti hanno una conformazione impiantistica totalmente diversa da quella di Civitavecchia. La costruzione del nuovo porto di Fiumicino comporterà la creazione di una nuova rete di distribuzione avente caratteristiche simili a quelle appresso indicate.

L'ambizioso obiettivo del Documento relativo alla produzione all'interno delle aree gestite dall'AdSP di energia elettrica da fonti rinnovabili capace di decarbonizzare il porto di Civitavecchia, ha previsto la preliminare selezione della fonte di energia che renda dal punto di vista industriale sostenibile l'iniziativa.

Sono state analizzate cinque differenti fonti di energia rinnovabile:

- ÷ idroelettrica,
- ÷ biomassa,
- ÷ fotovoltaica,
- ÷ mareomotrice,
- ÷ eolica.

A seguito delle analisi condotte l'unica fonte rinnovabile (tra quelle prima elencate) sostenibile in base alle specifiche caratteristiche del porto di Civitavecchia è risultata essere quella foto-voltaica, in minima parte sostenuta dagli impianti WaveSax (e con possibilità futura di utilizzare turbine eoliche ad asse verticale).

5.1 Rete portuale gestita da Port Utilities Spa

La Port Utilities S.p.A. nasce nel 2002 allo scopo di erogare in concessione il servizio idrico portuale nel Porto di Civitavecchia ai sensi dell'art. 6, comma 1, lettera c) della Legge 84/94 e del suo decreto attuativo DM 14 novembre 1994, art. 1 lettera c). Negli anni successivi la Port Utilities S.p.A. acquisisce la concessione per l'erogazione anche di altri servizi previsti dal citato DM e in particolare: il servizio di illuminazione (lettera a) dell'art. 1 del DM 14.11.1994), che comprende la manutenzione e gestione degli impianti di illuminazione pubblica e la distribuzione di energia elettrica ai concessionari, agli utenti portuali e alle unità navali; il servizio di manutenzione e riparazione (lettera d) dell'art. 1 del DM 14.11.1994), di beni, impianti, sistemi tecnici e tecnologici, e mezzi meccanici in concessione, di proprietà o utilizzati da soggetti operanti in porto; i servizi informatici e telematici (lettera f) dell'art. 1 del DM 14.11.1994), che comprendono la fornitura di sistemi informatici e telematici, supporto informativo e di comunicazioni resi a operatori portuali pubblici e privati, all'utenza portuale e ai servizi marittimi.

Con la costituzione del network dei Porti di Roma, che ha visto l'accorpamento da un punto di vista gestionale dei porti di Civitavecchia, Fiumicino e Gaeta da parte dell'Autorità Portuale di

Civitavecchia, la Port Utilities S.p.A. ha avviato l'erogazione dei servizi anche in tali porti minori del Lazio.

Nell'anno 2015 la Port Utilities S.p.A. contava circa 13.000.000 kWh di energia elettrica acquistata e prodotta e ridistribuita a circa 285 utenze elettriche portuali (di cui 5 in media tensione), circa 150 utenze fisse servite dal servizio idrico portuale e più di 1.500 allacci per il rifornimento idrico alle navi, circa 80 utenze fisse servite dalla rete telematica (telefonica e di connessione dati).

Per quanto riguarda le infrastrutture gestite e mantenute dalla società si annoverano: 30 km di rete elettrica in bassa tensione (400 V e 230 V), 10 km di rete elettrica in media tensione (20 kV), 18 cabine di trasformazione MT/bt con circa 80 scomparti MT e 30 trasformatori, 12 km di rete idrica potabile, 4 km di rete idrica dell'acqua industriale, 1 serbatoio da 6.000 mc per l'acqua potabile, 1 pozzo di adduzione dell'acqua industriale e una centrale di pompaggio, 200 km di rete per la trasmissione dati in fibra ottica monomodale e multimodale, 2 flussi telefonici primari bidirezionali a 30 canali, 1 centrale telefonica, 6 unità di remotizzazione per i porti di Fiumicino e Gaeta, ripartilinea secondari Telecom per l'erogazione di circa 300 servizi di provider nazionali, manutenzione e riparazione di impianti di climatizzazione, circa 2.000 punti luce di illuminazione pubblica, cancelli e sbarre motorizzate, ascensori, torri faro mobili, antincendio idrico, impianti sanitari, stazioni meteo, impianti per la pesa doganale, impianti per la diffusione sonora, illuminazione artistica di edifici storici, videosorveglianza, macchine radiogene e metal detector.

Dunque, le competenze della società sono trasversali nei vari settori delle public utilities oggetto di concessione e negli ultimi anni si sono estese alle tematiche inerenti all'efficienza energetica e la produzione da fonti rinnovabili. Nel corso del 2016 la società è diventata anche una ESCo in modo da poter proporre ai propri clienti pubblici e privati soluzioni energetiche sempre più efficienti.

Alcuni degli interventi rientranti nel campo di applicazione dell'art. 4 Bis della Legge 84/1994 sono inerenti all'efficientamento dell'esistente rete elettrica portuale, pertanto prima di andare a proporre e spiegare nello specifico le proposte di intervento da applicare si riporta una descrizione della sua conformazione. La rete elettrica del porto di Civitavecchia non possiede connessioni in alta tensione (AT) alla rete elettrica nazionale e viene attualmente esercita a due diversi livelli di tensione: bassa tensione (BT), a 400 V (trifase) e 230 V (monofase), e media tensione (MT) a 20.000 V.

ARERA con Delibera n.558 del 19.12.2019 ha radicalmente modificato lo scenario normativo prima delineato inserendo le reti elettriche del sistema portuale negli elenchi degli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC).

5.1.1 La rete elettrica portuale in MT

La rete elettrica MT è costituita da circa 10 km di cavidotti che, salvo qualche eccezione, ricalcano lo standard impiantistico che prevede le connessioni mediante tre cavi unipolari da 240 mm² in rame della tipologia RG7H1M1 e ARE4H1RX 18/30 kV. Questa rete è alimentata attraverso la connessione alla rete 20 kV di Enel Distribuzione attraverso 3 punti di consegna definiti POD (Point Of Delivery) indipendenti l'uno dall'altro e alle cui cabine possono o meno essere affiancate cabine portuali contenenti il trasformatore per l'abbassamento della tensione necessario al fine di alimentare le utenze in BT..

Per meglio definire le potenze in gioco nel sistema e le connessioni alla rete elettrica del distributore nazionale si riporta di seguito 16 una tabulazione riepilogativa e facilmente leggibile di quelli che

sono i POD in MT presenti nell'area in esame con annesse specifiche tecniche di potenza disponibile.

Denominazione e tipo di cabina	Potenza disponibile Enel [kW]
<i>Flavio Gioia</i> – Cabina di consegna MT e entra/esci anelli	6.000
<i>D Largo della Pace</i> – Cabina di consegna, entra/esci anello e di trasformazione MT/BT	3.000
<i>E Varco Nord</i> – Cabina di trasformazione MT/BT	300

Per quanto inerente alla caratterizzazione dei singoli POD questa viene fornita, unitamente alla proposta di settaggio dell'interruttore generale di protezione protezioni di arrivo in cabina, dalla società distributrice dell'energia quindi nel caso il tutto è da ricondursi a documentazione fornita da e-Distribuzione S.p.a.



5.1.2 Tipologia di esercizio del sistema

Dai punti di interconnessione con la rete elettrica nazionale sopra proposti scaturisce quello che è poi “il sistema di distribuzione della rete elettrica del porto” e, in funzione delle tipologie di connessione con i produttori di energia locali (fotovoltaici principalmente) e le varie cabine di distribuzione in MT si definisce quella che è la tipologia di esercizio del sistema.

Esistono difatti diverse configurazioni di sistema di distribuzione riconducibili alla tipologia di infrastruttura utilizzata per alimentare i carichi. Tali configurazioni sono riconducibili a tre principali categorie: sistema di distribuzione radiale, ad anello (loop) e magliato, che singolarmente sono configurazioni rigide da utilizzare in esercizio, ma volendo sono utilizzabili in combinazione tra loro al fine di poter sfruttare i vantaggi di ogni una e poter ottimizzare le condizioni di esercizio della rete nella sua totalità mantenendo “bassi” i costi di gestione ad essa associati.

Il sistema radiale, tra quelli presentati è sicuramente il sistema più facile ed economico da costruire e gestire in quanto un gruppo di apparecchiature utilizzatrici (utilizzatori o cabine) sono connesse in serie tra loro e poi a loro volta connesse ad una sola fonte di alimentazione. Una mancanza di alimentazione, un corto circuito o la perdita di una linea elettrica però, in questa configurazione, porta alla dis-alimentazione di tutti gli utilizzatori nella zona successiva al guasto.

Il sistema ad anello è costituito, come facilmente intuibile dal nome, da una connessione che uscente dal punto di alimentazione attraversa tutti gli utilizzatori per poi tornare al punto di origine.

Tale sistema è più costoso rispetto al sistema radiale in quanto sono necessari più conduttori e più interruttori, richiedendo tale sistema una particolare specifica nella progettazione delle protezioni che dovranno garantire la discriminazione della zona di guasto in ogni circostanza.

Con questo sistema, in caso di corto circuito o di perdita di una linea, a differenza che nella precedente situazione, non c'è la dis-alimentazione degli utilizzatori garantendo quindi in questi casi una continuità del servizio. Analogamente al caso precedente essendo unica la connessione alla rete, in caso di mancata alimentazione gli utilizzatori sono scollegati.

Si può affermare che la struttura ad anello garantisce il vantaggio della continuità del servizio, in caso di guasto, infatti, l'utenza è disalimentata solo per brevi periodi dovuti alla commutazione. In caso di guasto verranno aperte le protezioni che controllano la zona ove verrà a presentarsi il guasto e verrà rialimentata la sezione successiva a tale zona. Si può pertanto affermare che il vantaggio derivante dalla possibilità di contro-alimentazione vale la maggiorazione dei costi.

L'ultima tipologia di sistema è il sistema a rete, è il più complicato tra i sistemi discussi in quanto derivante dall'incastro di singoli circuiti ad anello e radiali con l'inserimento di varie fonti di alimentazione.

Il vantaggio del sistema rispetto ai precedenti è quello della quasi assoluta continuità di servizio e quindi affidabilità del sistema. Essendo possibile l'alimentazione delle utenze da due o più, tuttavia oltre ad essere il sistema più affidabile e funzionale è anche il più costoso, per tale motivo si utilizza solo in aree ad alta densità di carico e gestite dal distributore stesso. L'Autorità Portuale, al fine di ottimizzare le prestazioni del sistema di distribuzione ha nel tempo ridotto il numero di punti di consegna e avviato la realizzazione di un assetto di rete con configurazione ad anello con esercizio chiuso e/o radiale non ancora ultimata. L'assetto predisposto per il funzionamento del sistema elettrico portuale e quindi l'alimentazione delle utenze prevede al suo interno 17 cabine di trasformazione MT (alcune coincidenti col punto di consegna) necessarie per l'alimentazione di tutte le utenze in bassa e media tensione presenti nell'area demaniale. Si riporta di seguito, analogamente a quanto fatto con i POD, un resoconto tabulato (Tabella 17) di tutte le cabine MT presenti nel porto con allegate le potenze nominali dei trasformatori in esse installati, si riporta poi in Figura 22 la dislocazione grafica di queste nella zona del porto.

Denominazione e tipo di cabina	Potenza disponibile [kW]	Potenza trasformatori MT/BT [kVA]
A1 <i>Privilege Yard</i> – Cabina di trasformazione MT/BT, entra/esci anello A	-	800
A2 <i>RTC</i> – Cabina di trasformazione MT/BT e MT/MT, entra/esci anello A	-	2x2.000
A3 <i>Banchina 23</i> – Cabina di trasformazione MT/BT, entra/esci anello A	-	1.600
A4 <i>Refrigerati RTC</i> – Cabina di trasformazione MT/BT, entra/esci anello A	-	2 x 1.600
A5 <i>CFFT</i> – Cabina di trasformazione MT/BT, collegamento in radiale anello A	-	250

A6 Villagetto artigianale – Cabina di trasformazione MT/BT, collegamento in radiale anello A	-	1.600
A7 Fotovoltaico CFFT – Cabina di trasformazione MT/BT, collegamento in radiale anello A	-	630
B1 Ex Petroli – Cabina di trasformazione MT/BT, entra/esci anello B	-	1.000
B2 Saraceno Nord – Cabina di trasformazione MT/BT, entra/esci anello B	-	630
B3 Saraceno Sud – Cabina di trasformazione MT/BT, collegamento in radiale anello B	500	630
C1 Molo Vespucci – Cabina di trasformazione MT/BT, entra/esci anello C	-	800
C2 Antemurale Sud – Cabina di trasformazione. MT/BT, entra/esci anello C	-	630
C3 Antemurale Nord – Cabina di trasformazione MT/BT, collegamento in radiale anello C, predisposizione per futura chiusura dell’anello	-	630
D Largo della Pace – Cabina di consegna, collegam. in radiale anello D e di trasformazione MT/BT	3.000	2 x 630
D1 Mercato del pesce – Cabina di trasformazione MT/BT, entra/esci anello D	-	630
D2 Marina Yachting – Cabina di trasformazione MT/BT, collegamento in radiale anello D, predisposizione per futura chiusura dell’anello	-	3 x 1.250
E Varco Nord – Cabina di trasformazione MT/BT	300	630



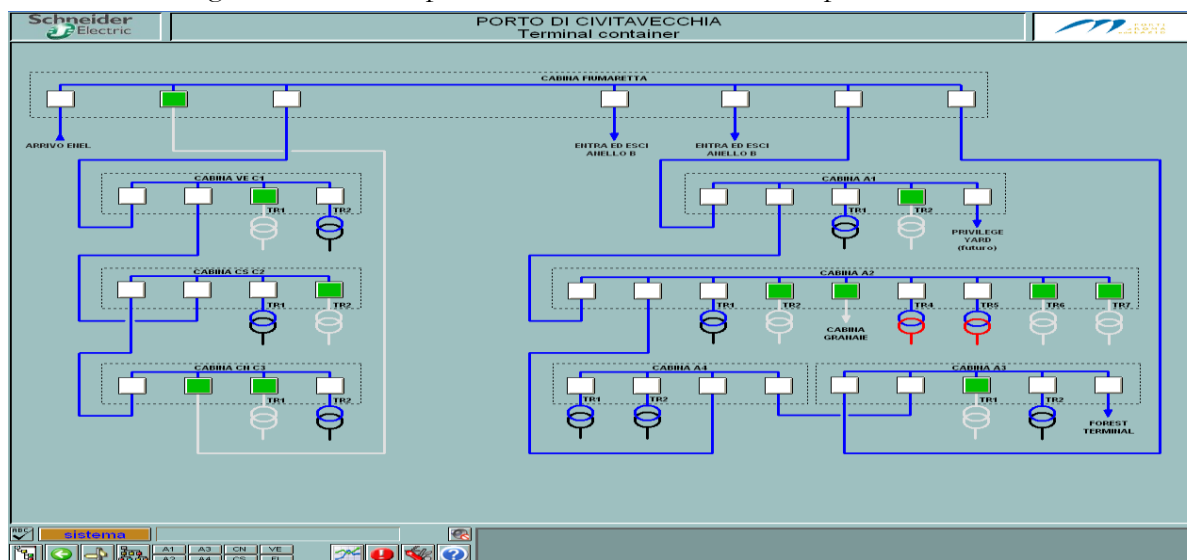
La configurazione ad anelli prevista per tutte le cabine della rete darebbe la possibilità di alimentare le utenze anche in caso di guasto in un punto qualsiasi dell’anello, garantendo perciò la continuità del servizio.

Continuità di esercizio che, insieme all’affidabilità della rete rappresentano le caratteristiche forse più importanti per la rete portuale considerando la tipologia di utenze servite e le conseguenze in

termini di disservizi con ripercussioni sul traffico di passeggeri e merci che quotidianamente interessano lo scalo di Roma.

Attualmente la rete portuale è costituita da 2 anelli chiusi (anello A e anello B) con esercizio chiuso e due rami (ramo C e ramo D) la cui chiusura è da prevedersi nei prossimi anni e di cui si discuterà specificamente nel paragrafo inerente agli interventi sugli apparati fissi del porto.

Per avere una visione globale di quello che è attualmente il sistema elettrico portuale della rete in MT si riporta in allegato un elaborato grafico della rete all'interno del quale si dimostra agevole il riscontro degli anelli chiusi sopra menzionati e dei due anelli aperti.



Sopra è riportato inoltre, lo schema sinottico della rete elettrica portuale predisposta per il controllo da remoto mediante sistema SCADA fornito da Schneider Electric e che copre soltanto l'anello A predisposto a tale gestione da remoto.

5.1.3 Sistema protezioni rete elettrica in MT

La protezione del sistema di cabine presente nella rete elettrica MT del porto, per quanto riguarda la protezione del sistema gestito ad anello, è affidato ad un sistema di protezioni per singola cabina che costituiscono tra loro un insieme coerente dipendente dalla struttura di rete e dal suo regime di neutro.

Queste protezioni devono essere considerate sotto l'ottica di un sistema basato sul principio di selettività che consiste nell'isolare il più velocemente possibile la parte della rete soggetta al guasto ed unicamente questa parte, lasciando in tensione tutte le parti sane della rete.

Differenti modalità possono essere messe in atto per assicurare una buona selettività tra le protezioni, le quali possono essere attivate in contemporanea e rese interdipendenti per rendere la selettività ottimale, all'interno del porto vengono utilizzate:

- ÷ selettività amperometrica (per le correnti),
- ÷ selettività cronometrica (per i tempi),
- ÷ selettività con scambio di informazioni, detta anche selettività logica.

5.1.4 Rete elettrica portuale in BT

La gran parte delle utenze portuali che sono alimentate dal distributore unico del porto sono utenze in BT, pertanto, affiancata alla rete MT è presente una rete di distribuzione in bassa tensione che

vista la dislocazione “dispersa” delle utenze risulta essere maggiormente ramificata e coprire in maniera capillare l’intera superficie dell’area demaniale arrivando a raggiungere un’estensione complessiva stimabile in circa 50 km.

La rete in esame viene alimentata in parte attraverso le cabine di trasformazione MT/BT proprie del concessionario e sopra elencate in Tabella 17 ed in parte attraverso dei punti di consegna della rete e-Distribuzione direttamente in bassa tensione mediante POD in BT del distributore nazionale, il cui numero è andato scendendo negli anni grazie ad un’opera di razionalizzazione che ha ridotto le connessioni in BT da 29 nel 2007 alle attuali 12 privilegiando le connessioni MT.

Si mostra di seguito in Tabella, come fatto precedentemente per la MT, un resoconto dei punti di consegna Enel Distribuzione in bassa tensione presenti all’interno dell’area del porto con annesse specifiche tecniche riguardanti la potenza disponibile, la tipologia e la tensione di fornitura oltre che l’utilizzo finale dell’energia laddove questo fosse specificato, oltre che la loro disposizione.

Denominazione	Uso	Potenza disp. [kW]	Tensione fornitura
Calata Laurenti, snc	Altri usi	31,3	BT Trifase 400V
Calata Laurenti, 4B	Altri usi	200	BT Trifase 400V
Via del Gazometro, snc	Altri usi	94	BT Trifase 400V
Darsena Romana, snc	Illuminazione	25	BT Trifase 400V
Darsena Romana, snc	Altri usi	3,3	BT Trifase 400V
Molo San Teofanio, snc	Altri usi	3,3	BT Trifase 400V
Molo San Teofanio, snc	Altri usi	132	BT Trifase 400V
Via del Lazzaretto, snc	Altri usi	22	BT Trifase 400V
Via Aurelia Nord, snc	Altri usi	11	BT Trifase 400V
Via Aurelia Nord, 32	Altri usi	3,3	BT Trifase 400V
Demanio Portuale, snc	Altri usi	5	BT Monofase 230V
Molo del Lazzaretto, snc	Illuminazione	11	BT Trifase 400V

L’Ubicazione dei suddetti POD è appresso graficamente riportata.



5.1.5 Stato del neutro

Nelle reti trifasi simmetriche il neutro è costituito dal centro stella dei trasformatori e dei generatori che alimentano la rete. Nei sistemi a “quattro fili” (generalmente BT) esiste un conduttore di

neutro vero e proprio mentre nei sistemi a “tre fili” il neutro è sempre identificabile con il centro stella di una terna di impedenze simmetriche derivate dalle tre fasi.

Una volta identificato cos'è il neutro andiamo a definire quelle che possono essere le diverse configurazioni del sistema in funzione di esso, partiamo dicendo che tale punto può essere o meno accessibile e può o meno essere messo a terra, connessione che può a sua volta essere diretta, mediante resistenza o mediante reattanza. Data la molteplicità delle possibili soluzioni adottabili, le modalità di connessione o non connessione a terra del punto di neutro vengono definite semplicemente “ stato del neutro” che può definirsi, in rispetto alle tipologie sopra proposte rispettivamente:

- ÷ isolato: quando non c'è connessione a terra;
- ÷ francamente a terra: quando vi è una connessione diretta tra il punto di neutro e la terra;
- ÷ a terra mediante impedenza: quando viene inserita un'impedenza nella connessione verso terra del centro stella che non risulta pertanto diretta.

Lo stato del neutro è fondamentale per poter comprendere e analizzare il funzionamento di una rete, questo infatti, nel normale esercizio in regime sinusoidale e simmetrico non ha influenza sul potenziale del punto di neutro che resta uguale a quello del terreno. La sostanziale differenza tra le diverse tipologie di connessione viene a crearsi nel momento in cui, all'interno della rete in esame si verifica un guasto, in questo caso, lo stato del neutro fa variare il regime delle correnti nei guasti dissimmetrici a terra e l'ampiezza delle sovratensioni di origine interna (temporanee e dovute a manovre o a guasti)

Mentre nelle reti di trasmissione AT e di distribuzione AT e BT è pressoché generalizzato l'impiego del neutro francamente a terra, nelle reti MT non esiste una soluzione univoca nella scelta dello stato del neutro che dipende dalle caratteristiche della rete stessa.

Lo stato del neutro delle reti MT prevede due possibilità:

- ÷ neutro isolato (NI);
- ÷ neutro a terra tramite impedenza (neutro compensato – NC) .

Si può affermare che una tipologia di connessione che offra solo vantaggi non esiste, si cerca sempre un compromesso tra i vantaggi e gli svantaggi delle due tipologie e si sceglie, in funzione della rete la soluzione che possa risultare la migliore per l'esercizio del sistema e la sicurezza di questo in caso di guasto.

Per quanto riguarda lo stato del neutro del sistema in analisi in tale documento possiamo dire che, non avendo il porto un punto di fornitura in AT, questo fa sì che il cliente non possiede una cabina di trasformazione propria AT/MT e pertanto non è nelle facoltà del cliente la scelta della gestione dello stato del neutro, ci si limiterà pertanto a riportare le scelte fatte dal distributore.

Inizialmente in Italia, per quanto inerente alla messa a terra delle cabine AT/MT, si era scelto di lasciare il neutro isolato, in quanto la corrente di guasto a terra era in tal modo ridotta al centinaio di ampere pur avendosi l'inconveniente delle sovratensioni.

Successivamente però, a fronte di una sempre maggiore estensione delle reti in cavo, che ha comporta una progressiva diminuzione della reattanza capacitiva di esercizio, e conseguentemente ad un aumento delle correnti di guasto a valori eccessivi.

Con la direttiva DK 5600 del 1° marzo 2004, l'Enel ha deciso di modificare il tipo di distribuzione in media tensione: non più neutro isolato ma neutro compensato. Il neutro viene collegato a terra mediante bobina Petersen, sistema già adottato in Germania e nei paesi nordici. Lo scopo della bobina Petersen è di ridurre il valore della corrente di guasto monofase a terra. Tale corrente può, teoricamente, essere addirittura nulla se l'induttanza della bobina è accordata (in risonanza) con la totale capacità di esercizio della rete.

Il cliente (Port utilities S.p.A.) dovrà pertanto regolare il proprio sistema di protezione in modo tale da renderlo selettivo rispetto al distributore per i guasti interni e i guasti esterni, impostando la taratura delle protezioni come proposto nel documento del POD cui fa riferimento l'anello di connessione.

Continuando nell'analisi dello stato del neutro del sistema elettrico portuale si va ad analizzare la connessione a terra e quindi il relativo stato del neutro per le cabine di trasformazione MT/BT, qui come da pratica consolidata, il neutro è francamente a terra e viene costituito un sistema TN con le masse presenti nel porto che sono connesse al neutro del sistema.

Il sistema di messa a terra del sistema portuale nel suo complesso viene ad ottenersi dalla interconnessione dei vari sistemi di terra dei trasformatori di proprietà del concessionario, andando a creare così una maglia di terra o sistema di terra globale del porto (GS: Grounding Sistem).

5.1.6 Incremento dell'affidabilità di rete

Nel capitolo relativo agli interventi è descritto il programma messo in atto a partire dal 2015 teso ad incrementare l'affidabilità della rete portuale gestita da PU attraverso la sostituzione degli scomparti di media tensione attualmente impiegati con altri c.d. "blindati" in grado di resistere meglio agli agenti atmosferici, all'umidità e all'ambiente salmastro tipico delle aree marine garantendo una maggiore affidabilità del servizio elettrico.

Inoltre, si prevede di interconnettere la rete elettrica portuale con impianti di produzione di energia elettrica da FER al fine di creare una smart-grid gestita da algoritmi predittivi, in grado di ottimizzare l'utilizzo delle risorse energetiche disponibili, utilizzando le connessioni alla Rete Elettrica Nazionale come back-up del sistema elettrico portuale.

5.2 Potenza impegnata da rete portuale

Di particolare importanza per la stabilità del sistema elettrico portuale, anche in considerazione della decarbonizzazione delle diverse utenze basata su FER (che intrinsecamente non garantiscono flussi energetici costanti), è la potenza garantita dalla Rete Elettrica Nazionale.

5.2.1 Le connessioni in MT

La rete elettrica portuale è connessa in Media Tensione (20 kV) alla Rete Elettrica Nazionale in 3 punti di allaccio (9.300 kW). Appresso si riporta l'andamento della potenza elettrica massima effettivamente impegnata nel corso del 2019.

kWe	IT001E61326322	IT001E00265232	IT001E00225215
gennaio	280	1.931	71
febbraio	248	1.999	70
marzo	312	1.790	66

aprile	296	1.793	67
maggio	304	1.668	69
giugno	392	1.998	66
luglio	336	2.230	66
agosto	416	2.271	65
settembre	632	1.917	65
ottobre	248	1.961	65
novembre	216	1.797	68
dicembre	224	1.787	68
media	325	1.929	67
contrattuale	3.000	6.000	300
impegno medio	11%	32%	22%
impegno massimo	21%	37%	24%

5.2.2 Le connessioni in BT

La rete elettrica portuale è connessa in Bassa Tensione (400 V) alla Rete Elettrica Nazionale in 11 punti di allaccio (525,6 kW). Appresso si riporta l'andamento della potenza elettrica massima effettivamente impegnata nel corso del 2019.

POD	contrattuale	medio	massimo
IT001E64640659	31,3 kW	8,2 kW (26%)	23,0 kW (73%)
IT001E60019537	93,8	52,0 kW (5%)	70,0 kW (73%)
IT001E61181803	200	68,3 kW (34%)	103,0 kW (52%)
IT001E62058318	3	3,0 kW (100%)	3,0 kW (100%)
IT001E62058322	3	3,0 kW (100%)	3,0 kW (100%)
IT001E60684682	120	86,8 kW (72%)	102,0 kW (85%)
IT001E67950420	10	10,0 kW (100%)	10,0 kW (100%)
IT001E68768872	4,5	2,2 kW (50%)	5,0 kW (111%)
IT001E60069063	25	0,5 kW (2%)	2,0 kW (8%)
IT001E69215674	10	10,0 kW (100%)	10,0 kW (100%)
IT001E69129669	25	0,0 kW (0%)	0,0 kW (0%)

5.2.3 Disponibilità altre connessioni

Il gestore della rete elettrica del distretto di Civitavecchia (e-distribuzione Spa) ha comunicato, a seguito di numerose richieste da parte dell'AdSP, che la conformazione della rete elettrica nazionale insistente nel territorio di Civitavecchia non consente di soddisfare nuovi collegamenti, per potenze superiori a 50 kW, con rapidità.

Inoltre, e-distribuzione nel corso di numerosi tavoli tecnici inerenti alla elettrificazione delle banchine portuali ha comunicato che, a causa delle elevate potenze necessarie (soprattutto per quanto concerne alle navi da crociera), la connessione alla R.E.N. dovrà avvenire direttamente in AAT a seguito di specifica autorizzazione da parte di Terna Spa a connettere la rete elettrica portuale attraverso un collegamento in AAT (200 kV) presso gli elettrodotti nazionali ubicati in loc. Santa Lucia (ad oltre km. 6 dal Varco Nord del porto).

5.3 Energia elettrica utilizzata da AdSP (2016 – 2018)

Di particolare importanza per il dimensionamento degli apparati necessari ad azzerare le emissioni di GHG connessi agli impianti collegati alla rete elettrica portuale è l'analisi dei dati storici.

Le diverse utenze portuali riconducibili alla gestione dell'AdSP sono state suddivise in tre diverse categorie:

- ÷ impianti di illuminazione pubblica,
- ÷ impianti tecnologici,
- ÷ edifici sede dell'AdSP.

Appresso si riporta il monitoraggio effettuato nel quadriennio 2016-2018, espressi in kWh, che testimoniano un assorbimento quasi costante nei tre anni.

2016

kWh	Sedi AdSP	Impianti	Illuminazione
Gennaio	46.198	42.329	213.782
Febbraio	44.201	40.142	304.393
Marzo	46.502	42.590	221.729
Aprile	37.799	31.490	322.578
Maggio	50.800	41.817	228.365
Giugno	54.272	38.321	261.623
Luglio	66.620	38.038	269.426
Agosto	62.929	33.279	302.444
Settembre	54.834	39.014	279.581
Ottobre	43.445	45.300	278.705
Novembre	40.471	44.664	278.103
Dicembre	42.936	34.677	318.557
Sub-Totale	591.006	471.659	3.279.287
Totale	4.341.952		

2017

kWh	Sedi AdSP	Impianti	Illuminazione
Gennaio	49.478	42.443	268.644
Febbraio	40.643	41.207	266.491
Marzo	43.095	42.174	262.989
Aprile	37.711	34.100	226.414
Maggio	46.057	43.122	237.768
Giugno	61.800	45.203	277.690
Luglio	67.032	52.783	277.690
Agosto	68.139	46.670	250.869
Settembre	51.627	33.247	245.090
Ottobre	46.453	47.512	272.743
Novembre	42.392	49.745	286.612
Dicembre	47.556	48.557	311.785
Sub-Totale	601.982	526.765	3.184.785

Totale	4.313.532		
2018			
kWh	Sedi AdSP	Impianti	Illuminazione
Gennaio	46.623	38.372	275.171
Febbraio	44.560	42.004	262.914
Marzo	45.145	40.097	272.370
Aprile	36.263	37.660	229.822
Maggio	44.507	26.763	256.138
Giugno	42.428	23.034	236.192
Luglio	61.342	43.028	344.951
Agosto	61.009	47.262	228.855
Settembre	52.863	43.893	300.999
Ottobre	50.551	22.822	155.212
Novembre	42.953	41.508	302.909
Dicembre	46.054	40.169	327.624
Sub-Totale	574.299	446.611	3.193.157
Totale	4.214.068		

5.4 Energia elettrica utilizzata da AdSP (2019)

A partire dal 2019 sono state eliminate le c.d. “fatture a scomputo”, dotando tutte le utenze intestate all’AdSP di specifici contatori elettrici. Le misurazioni relative a detto periodo sono le più attendibili (in quanto riferite a misurazioni puntuali e non a stime a scomputo), e rappresentative (in quanto non affette dall’emergenza pandemica).

Appresso per ciascuna utenza (identificata dal numero di POD, e dal relativo toponimo), vengono riportate:

- ÷ la tensione della fornitura (espressa in Volt – V);
- ÷ la potenza impegnata (espressa in kW);
- ÷ l’energia elettrica assorbita (espressa in kWh).

POD	Toponimo	V	kW	kWh
A10009	Varco Nord – 1	400	25	19.063,7
A10010	Varco Nord – 2	400	25	35.261,0
A10013	Banchina 28	400	6	25.690,8
A20002	Molo del Riccetto – 1	230	3	65,3
A20018	Banchina 26	230	3	567,1
A20022	Molo del Riccetto – 2	400	6	2.345,5
A20023	Banchina 27 – 1	400	40	108.201,3
A20024	Banchina 25	400	40	10.622,2
A21001	Banchina 27 – 2	400	40	56.806,0
A21002	Banchina 27 – 3	230	3	708,0
A30006	Banchina 24 – 1	400	100	243.652,4

A30018	Banchina 24 – 2	230	3	353,9
A31003	Banchina 24 – 3	400	30	49.922,7
A31005	Banchina 24 – 4	230	3	593,3
A32004	Tangenziale	400	10	159,7
A50009	Banchina 25 – 1	230	3	25,7
A50012	Banchina 25 – 2	400	40	11.322,6
A60004	Villaggetto – 1	400	30	138.655,0
A60010	Villaggetto – 2	230	6	0,0
A60015	Villaggetto – 3	400	10	9.339,2
A60016	Villaggetto – 4	230	3	2.550,1
B10002	Banchine 16/18 – 1	400	30	7.095,8
B10004	Banchine 16/18 – 2	230	6	430,0
B10006	Banchine 16/18 – 3	400	10	29.296,4
B10009	Banchina 16 – 1	230	3	1.237,7
B10011	Banchina 16 – 2	400	120	277.982,7
B10012	Banchina 16 – 3	400	10	19.799,0
B10013	Terminal Autostrade del Mare – 1	400	300	531.204,6
B11006	Terminal Autostrade del Mare – 2	230	6	0,0
B11020	Terminal Autostrade del Mare – 3	400	25	37.008,5
B11021	Terminal Autostrade del Mare – 4	400	25	28.382,8
B11026	Terminal Autostrade del Mare – 5	400	10	0,0
B11027	Terminal Autostrade del Mare – 6	230	3	153,4
B11028	Terminal Autostrade del Mare – 7	400	20	23.753,7
B11029	Terminal Autostrade del Mare – 8	230	3	4.422,9
B11031	Terminal Autostrade del Mare – 9	400	10	0,0
B12002	Banchina 16 – 4	400	40	77.303,2
B20009	Banchina 23 – 1	400	60	129.259,8
B30006	Centro “Il Saraceno” – 1	230	3	231,6
B30021	Banchina 23 – 2	230	3	584,8
B30023	Centro “Il Saraceno” – 2	400	250	249.114,5
B30026	Centro “Il Saraceno” – 3	400	30	5.217,4
C10001	Banchine 2/14 – 1	230	3	724,7
C10002	Banchine 2/14 – 2	400	20	4.551,9
C10004	Banchine 2/14 – 3	400	25	27.250,8
C10005	Banchine 2/14 – 4	400	25	7.413,7
C10007	Molo Vespucci	400	150	591.592,0
C10010	Banchine 2/14 – 5	400	20	43.634,2
C10011	Banchine 2/14 – 6	400	40	101.708,7

C10012	Banchine 2/14 – 7	400	10	398,3
C30003	Antemurale Nord – 1	230	5	2,0
C30004-B	Antemurale Nord – 2	400	4	7.308,4
C30008	Antemurale Nord – 3	230	6	500,0
D00003	Largo della Pace – 1	400	40	49.900,9
D00006	Largo della Pace – 2	400	40	6.934,6
D00007	Largo della Pace – 3	400	20	10.242,1
D01003	Varco Vespucci – 1	400	6	1.971,4
D01004	Varco Vespucci – 2	400	6	3.617,3
D01005	Varco Vespucci – 3	230	3	227,1
D01006	Varco Vespucci – 4	400	4	89.324,1
D10051	La Rocca – 1	400	30	3.914,1
D10053	La Rocca – 2	400	6	5.018,0
D10057	Darsena Romana – 1	400	80	63.686,3
D10058	Darsena Romana – 2	400	40	7.279,0
D10060	Darsena Romana – 3	230	3	3.843,8
D20009	Marina Yachting – 1	400	15	5.144,6
D20011	Marina Yachting – 2	400	30	21.463,4
D20012	Fortezza Bramantesca Michelangelo	400	160	255.680,5
D20039	Marina Yachting – 3	230	3	1.339,5
E00002	Darsena Romana	400	20	1.115,8
E00003	Varco Nord – 3	230	6	0,2
E00006	Varco Nord – 4	400	30	10.762,8
E00007	Varco Nord – 5	400	50	125.884,0
E00011	Varco Nord – 6	230	3	0,0
E00018	Varco Nord – 7	230	3	264,4
E01002	Varco Nord – 8	230	3	7,8
E01003	Varco Nord – 9	230	3	1.272,4
E01004	Varco Nord – 10	400	40	68.766,8
S10001	Molo del Lazzaretto	400	6	18.958,0
S20001	Calata Laurenti	400	6	5.895,0
S40001	Demanio Portuale	230	5	6.385,0
V10001	Varco Fortezza – 1	230	3	2.957,7
V10002	Varco Fortezza – 2	230	3	2.616,8
V10004	Forte Michelangelo	400	15	25.364,2
V30016	Ex “Stazione Marittima” – 1	400	150	116.947,5
V30017	Ex “Stazione Marittima” – 2	230	3	246,0
V31004	Muro “Urbano VIII”	400	10	34.267,6

V31016	Porta Livorno	230	3	0,0
V40013	Molo San Teofanio – 1	400	60	37.145,0
V40014	Molo San Teofanio – 2	400	10	3.297,0
V80002	Molo San Teofanio – 3	400	6	6.803,0
totale			2.660	3.921.582,7

Delle 91 utenze intestate all'AdSP:

- ÷ 28 sono relative all'illuminazione di aree pubbliche, ed hanno registrato un assorbimento pari a 1.231.774,5, a fronte di una potenza teorica di 736 kW (L);
- ÷ 23 sono relative ad impianti tecnologici, ed hanno registrato un assorbimento pari a 1.231.331,17 kWh, a fronte di una potenza teorica di 1.110 kW (I);
- ÷ 1 è relativa alla sede dell'AdSP, ed ha registrato un assorbimento pari a 591.592,0 kWh, a fronte di una potenza teorica di 150 kW (A);
- ÷ 37 sono relative agli impianti di security in uso a P.A.S., ed hanno registrato un assorbimento pari a 494.402,9 kWh a fronte di una potenza teorica di 511 kW (S);
- ÷ 2 sono relative all'utenza promiscua con Traiana S.r.l., ed hanno registrato un assorbimento pari a 372.912,18 kWh, a fronte di una potenza teorica di 160 kW (I).

5.4.1.1 Illuminazione Pubblica

Le seguenti utenze sono destinate all'illuminazione di aree pubbliche.

L	POD	Toponimo	h	kW	kWh
1	A10009	Varco Nord – 1	762	25	19.063,7
2	A10010	Varco Nord – 2	1.410	25	35.261,0
3	A10013	Banchina 28	4.282	6	25.690,8
4	A20002	Molo del Ricchetto – 1	22	3	65,3
5	A20022	Molo del Ricchetto – 2	391	6	2.345,5
6	A20023	Banchina 27 – 1	2.705	40	108.201,3
7	A31003	Banchina 24 – 3	1.664	30	49.922,7
8	A60004	Villaggetto – 1	4.621	30	138.655,0
9	A60015	Villaggetto – 3	934	10	9.339,2
10	B10011	Banchina 16 – 2	2.317	120	277.982,7
11	B10012	Banchina 16 – 3	1.980	10	19.799,0
12	C10010	Banchine 2/14 – 5	2.182	20	43.634,2
13	C10011	Banchine 2/14 – 6	2.543	40	101.708,7
14	C30004-B	Antemurale Nord – 2	1.827	4	7.308,4
15	D00003	Largo della Pace – 1	1.248	40	49.900,9
16	D00007	Largo della Pace – 3	512	20	10.242,1
17	D10053	La Rocca – 2	836	6	5.018,0
18	D10057	Darsena Romana – 1	796	80	63.686,3
19	D10058	Darsena Romana – 2	182	40	7.279,0

20	D20011	Marina Yachting – 2	715	30	21.463,4
21	E00007	Varco Nord – 5	2.518	50	125.884,0
22	S10001	Molo del Lazzaretto	3.160	6	18.958,0
23	S20001	Calata Laurenti	983	6	5.895,0
24	V10001	Varco Fortezza – 1	986	3	2.957,7
25	V31004	Muro “Urbano VIII”	3.427	10	34.267,6
26	V40013	Molo San Teofanio – 1	619	60	37.145,0
27	V40014	Molo San Teofanio – 2	330	10	3.297,0
28	V80002	Molo San Teofanio – 3	1.134	6	6.803,0
totale			1.673	736	1.231.774,5

Considerato che il periodo di buio del porto di Civitavecchia è annualmente inferiore a 4.266 ore:

- ÷ gennaio, media buio (13h e 29min) x 31 giorni = 418h
- ÷ febbraio, media buio (13h e 25min) x 28 giorni = 376h
- ÷ marzo, media buio (12h e 3min) x 31 giorni = 374h
- ÷ aprile, media buio (10h e 38min) x 30 giorni = 319h
- ÷ maggio, media buio (9h e 25min) x 31 giorni = 292h
- ÷ giugno, media buio (9h e 48min) x 30 giorni = 264h
- ÷ luglio, media buio (9h e 5min) x 31 giorni = 282h
- ÷ agosto, media buio (10h e 8min) x 31 giorni = 314h
- ÷ settembre, media buio (11h e 29min) x 30 giorni = 344h
- ÷ ottobre, media buio (12h e 54min) x 31 giorni = 400h
- ÷ novembre, media buio (14ore e 9min) x 30 giorni = 424h
- ÷ dicembre, media buio (14ore e 49min) x 31 giorni = 459h

si rileva che la potenza ottimale necessaria è pari a 288,7 kW, che andrà ulteriormente a ridursi in considerazione dell’installazione dei LED, cosa che porta a stimare in circa 200 kW la potenza minima necessaria agli impianti di illuminazione pubblica esistenti a partire dal 2022.

5.4.1.2 Impianti tecnologici AdSP

Le seguenti utenze sono destinate all’alimentazione di impianti tecnologici pubblici.

I	POD	Toponimo	h	kW	kWh
1	A32004	Tangenziale	16	10	159,7
2	A50012	Banchina 25 – 2	283	40	11.322,6
3	A60010	Villagetto – 2	0	6	0,0
4	B10002	Banchine 16/18 – 1	236	30	7.095,8
5	B10004	Banchine 16/18 – 2	72	6	430,0
6	B10006	Banchine 16/18 – 3	2.930	10	29.296,4
7	B10013	Terminal Autostrade del Mare – 1	1.770	300	531.204,6
8	B11026	Terminal Autostrade del Mare – 5	0	10	0,0
9	B11027	Terminal Autostrade del Mare – 6	51	3	153,4

10	B30006	Centro “Il Saraceno” – 1	77	3	231,6
11	B30023	Centro “Il Saraceno” – 2	996	250	249.114,5
12	C10001	Banchine 2/14 – 1	242	3	724,7
13	C30008	Antemurale Nord – 3	83	6	500,0
14	D00006	Largo della Pace – 2	173	40	6.934,6
15	D01005	Varco Vespucci – 3	76	3	227,1
16	D10051	La Rocca – 1	130	30	3.914,1
17	D20012	Fortezza Bramantesca	1.598	160	255.680,5
18	E00003	Varco Nord – 3	0	6	0,2
19	E00006	Varco Nord – 4	359	30	10.762,8
20	E00011	Varco Nord – 6	0	3	0,0
21	S40001	Demanio Portuale	1.419	5	6.385,0
22	V30016	Ex “Stazione Marittima” – 1	780	150	116.947,5
23	V30017	Ex “Stazione Marittima” – 2	41	3	246,0
			1.109	1.110	1.231.331,2

Anche in questo caso appare necessaria una razionalizzazione della potenza considerato che il tasso di utilizzo della stessa è pari al 12,6%.

5.4.1.3 Sede AdSP

La seguente utenza alimenta la sede dell'AdSP.

S	POD	Toponimo	h	kW	kWh
1	C10007	Molo Vespucci	3.943	150	591.592,0

La potenza impegnata appare congrua con l'attuale e futura conformazione della sede.

5.4.1.4 Impianti di security (P.A.S.)

La quantità di energia assorbita deriva dall'utilizzo al 11,1% della potenza impegnata (968 ore annue, su 8.760 ore teoriche), e pertanto sarà necessario un riassetto delle forniture.

S	POD	Toponimo	h	kW	kWh
1	A20018	Banchina 26	189	3	567,1
2	A20024	Banchina 25	266	40	10.622,2
3	A21001	Banchina 27 – 2	1.420	40	56.806,0
4	A21002	Banchina 27 – 3	236	3	708,0
5	A30018	Banchina 24 – 2	118	3	353,9
6	A31005	Banchina 24 – 4	198	3	593,3
7	A50009	Banchina 25 – 1	9	3	25,7
8	A60016	Villaggetto – 4	850	3	2.550,1
9	B10009	Banchina 16 – 1	413	3	1.237,7
10	B11006	Terminal Autostrade del Mare – 2	0	6	0,0
11	B11020	Terminal Autostrade del Mare – 3	1.480	25	37.008,5
12	B11021	Terminal Autostrade del Mare – 4	1.135	25	28.382,8
13	B11028	Terminal Autostrade del Mare – 7	1.188	20	23.753,7

14	B11029	Terminal Autostrade del Mare – 8	1.474	3	4.422,9
15	B11031	Terminal Autostrade del Mare – 9	0	10	0,0
16	B12002	Banchina 16 – 4	1.932	40	77.303,2
17	B30021	Banchina 23 – 2	195	3	584,8
18	B30026	Centro “Il Saraceno” – 3	174	30	5.217,4
19	C10002	Banchine 2/14 – 2	228	20	4.551,9
20	C10004	Banchine 2/14 – 3	1.090	25	27.250,8
21	C10005	Banchine 2/14 – 4	297	25	7.413,7
22	C10012	Banchine 2/14 – 7	40	10	398,3
23	C30003	Antemurale Nord – 1	0	5	2,0
24	D01003	Varco Vespucci – 1	328	6	1.971,4
25	D01004	Varco Vespucci – 2	603	6	3.617,3
26	D01006	Varco Vespucci – 4	2.233	4	89.324,1
27	D10060	Darsena Romana – 3	1.281	3	3.843,8
28	D20009	Marina Yachting – 1	343	15	5.144,6
29	D20039	Marina Yachting – 3	447	3	1.339,5
30	E00002	Darsena Romana	56	20	1.115,8
31	E00018	Varco Nord – 7	88	3	264,4
32	E01002	Varco Nord – 8	3	3	7,8
33	E01003	Varco Nord – 9	424	3	1.272,4
34	E01004	Varco Nord – 10	1.719	40	68.766,8
35	V10002	Varco Fortezza – 2	872	3	2.616,8
36	V10004	Forte Michelangelo	1.691	15	25.364,2
37	V31016	Porta Livorno	0	3	0,0
			968	511	494.402,9

Dal monitoraggio emerge la necessità di una razionalizzazione delle potenze impegnate a partire dal 2022, stante la discrepanza tra la potenza minima teorica necessaria ad erogare 494.402,9 kWh (57 kW) e la potenza nominale di dette utenze (511 kW).

5.4.1.5 Impianti promiscui

Le seguenti utenze alimentano gli impianti di illuminazione asserviti alla concessione Traiana ed agli spazi pubblici limitrofi.

P	POD	Toponimo	h	kW	kWh
1	A30006	Banchina 24 – 1	2.437	100	243.652,4
2	B20009	Banchina 23 – 1	2.154	60	129.259,8
			2.331	160	372.912,2

Considerato che le ore di buio sono annualmente inferiori a 4.266, appare necessario un riassetto della fornitura considerato che il tasso di utilizzo della potenza è circa la metà di quello ottimale.

5.4.1.6 Produzione da fonti rinnovabili portuali

Dal monitoraggio emerge che la quantità di energia prodotta dagli impianti fotovoltaici portuali copre la gran parte del fabbisogno energetico delle utenze riconducibili all'AdSP.

L'energia prodotta è anche condizionata dall'efficienza dei pannelli fotovoltaici, installati circa 10 anni fa ed aventi rendimenti nettamente inferiori a quelli che oggi si trovano sul mercato.

Anno	Assorbimento	Produzione PV	Decarbonizzazione
2016	4.342	2.347	54%
2017	4.314	2.347	54%
2018	4.214	2.347	56%
2019	3.922	2.347	60%

Naturalmente, il tasso di copertura mensile varia notevolmente in funzione del periodo dell'anno, come quello giornaliero in funzione dell'irraggiamento solare.

5.5 Energia elettrica utilizzata da utenti portuali

La rete elettrica portuale serve anche altre tipologie di utenze elettriche non riconducibili ai compiti istituzionali dell'AdSP, ma ad iniziative imprenditoriali basate nel porto di Civitavecchia.

Il monitoraggio degli assorbimenti elettrici destinati a tale tipologia di utenze è appresso indicato con riferimento al periodo 2016 – 2019.

kWh	2016	2017	2018	2019
Gennaio	653.647	615.297	629.068	765.499
Febbraio	418.220	498.416	523.600	710.765
Marzo	471.948	506.376	532.316	714.906
Aprile	358.861	453.748	545.738	641.427
Maggio	567.903	549.898	755.661	670.998
Giugno	725.747	715.846	966.504	795.623
Luglio	839.325	859.700	1.020.543	1.087.579
Agosto	771.922	934.698	1.003.124	1.052.102
Settembre	693.387	719.613	751.722	909.877
Ottobre	633.376	637.539	880.221	948.077
Novembre	591.796	653.418	874.615	723.142
Dicembre	581.329	641.629	739.630	844.677
totale	7.307.461	7.786.178	9.222.742	9.864.672

5.6 Tariffazione servizio elettrico portuale (fino al 31.12.2021)

Le 285 utenze sono soggette a seconda della qualità dell'energia elettrica erogata ad uno dei seguenti regimi tariffari:

- ÷ uno per l'energia elettrica erogata in media tensione (5 utenze);
- ÷ uno per l'energia elettrica erogata in bassa tensione (280 utenze).

5.6.1 Modalità di fatturazione e.e.

Presso ogni utenza è installato un misuratore dei consumi evoluto che interfacciandosi con un sistema informativo consente la rilevazione, gestione ed elaborazione dei consumi.

Al fine di agevolare la gestione delle utenze elettriche portuali e dei relativi consumi, la concessionaria del servizio (Port Utilities S.p.A.) ha affidato alla ditta Harpa Italia S.r.l. la realizzazione di un sistema professionale e completamente customizzato per il monitoraggio dei consumi elettrici. Il sistema, denominato MCUBO ENERGY, consente di eseguire automaticamente, con una frequenza di 15 minuti, le letture dei contatori dell'energia elettrica delle utenze interne al porto servite da Port Utilities. Le letture sono inviate attraverso una rete telematica al server della ditta concessionaria. Tale strumento consente di inviare agli finali le fatture sulla base dei consumi di energia elettrica realmente effettuati. Tale peculiarità evita nell'ordinario di fatturare dei consumi stimati eliminando le fatture di conguaglio piuttosto frequenti al di fuori del porto di Civitavecchia, come lamentato dalla SEN 2017. Infatti a pag.166 del documento di consultazione viene detto che un fenomeno negativo che affligge il sistema elettrico nazionale è quello dei ritardi, anche reiterati e gravi, nei tempi di fatturazione al cliente e il connesso fenomeno dei maxi conguagli, oggetto di un tavolo di lavoro congiunto con le associazioni al Mise e di nuovi strumenti di intervento: negatività di cui risulta essere esente il sistema elettrico del porto di Civitavecchia. La citata infrastruttura hardware e software viene impiegata anche come strumento diagnostico in grado di rilevare e segnalare eventuali malfunzionamenti dei contatori. Inoltre, il suddetto sistema è di ausilio nella predisposizione dei bilanci dei flussi energetici e costituisce il primo passo per la trasformazione della rete elettrica portuale in una smart grid.

5.6.2 Tariffa e.e. media tensione

Al netto dell'I.V.A., la tariffa per la fornitura di e.e. in media tensione si compone di due diverse voci:

- ÷ quota fissa, 2,283 €/giorno;
- ÷ quota energia, 207,00 €/MWh.

La quota fissa viene applicata (2,283 €/giorno) viene applicata a tutte le utenze attive indipendentemente dal consumo.

La quota energia (207,00 €/MWh) si compone di diverse voci di costo, di cui alcune indipendenti dalla gestione portuale, mentre altri dovuti ad essa.

Sono costi indipendenti dalla gestione portuale, e determinati dall'AEEGSI:

- ÷ tariffa regolata dall'AEEGSI per la trasmissione dell'e.e. sulla REN;
 - ÷ tariffa regolata dall'AEEGSI per la distribuzione dell'e.e. sulla REN;
 - ÷ tariffa regolata dall'AEEGSI per la misura dell'e.e. sulla REN;
 - ÷ tariffa regolata dall'AEEGSI per il dispacciamento dell'e.e. sulla REN;
 - ÷ accise;
 - ÷ oneri generali;
 - ÷ costo acquisto energia elettrica sul mercato libero nazionale da parte di Port Utilities;
- mentre sono costi dovuti alla gestione portuale:
- ÷ canone di concessione;
 - ÷ tariffa Port Utilities per la fornitura dell'e.e. in ambito portuale.

Appresso si riporta una descrizione di ciascuna delle voci di costo sopra elencate.

5.6.2.1 Trasmissione

La Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) è la rete elettrica di trasmissione nazionale come individuata dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 25.06.1999 e successive modifiche e integrazioni ed integrata a seguito dei successivi interventi di sviluppo deliberati da Terna. Esse è l'infrastruttura attraverso la quale l'energia elettrica viene trasportata (trasmessa) dagli impianti di generazione sino alla rete di distribuzione locale, ed il suo utilizzo viene tariffato dall'AEEGSI.

L'art.7 dell'allegato A al Testo integrato per l'erogazione dei servizi di Trasmissione e Distribuzione dell'e.e. (ITT) prevede che ciascuna impresa distributrice applica alle attuali e potenziali controparti una tariffa a copertura dei costi relativi al servizio di trasmissione.

La tariffa a copertura dei costi relativi al servizio di è composta da:

- ÷ la componente $TRAS_E$, applicata alle utenze in media tensione;
- ÷ la componente $TRAS_P$, applicata alle utenze in alta ed altissima tensione.

Per il 2016, la componente $TRAS_E$, applicata alle utenze in media tensione quali quelle portuali, è stata pari ad **6,35 €/MWh**.

5.6.2.2 Distribuzione

Il servizio di distribuzione esercitato in concessione dagli aventi diritto ai sensi dell'art.9 del D.lgs. 16.03.1999, n.79, per il trasporto e la trasformazione dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione, viene tariffato dall'AEEGSI.

La tariffa ha una struttura trinomia, e nel caso in oggetto assume i seguenti valori:

- ÷ quota fissa, €39.031,84 per punto di prelievo;
- ÷ quota potenza, 26.877,30 €/MW;
- ÷ quota energia, 0,46 €/MWh.

La ditta Port Utilities applica agli utenti portuali la sola quota energia **0,46 €/MWh**.

5.6.2.3 Misura

La misura dell'energia elettrica è l'attività di misura finalizzata all'ottenimento di misure dell'energia elettrica e della potenza, attiva e reattiva, ed anche questo servizio viene tariffato dall'AEEGSI.

Per il 2016, la componente MIS_1 applicata al servizio in oggetto è pari ad 23.328,73 per punto di prelievo.

La ditta Port Utilities non applica agli utenti portuali questa tariffa.

5.6.2.4 Dispacciamento

Il Dispacciamento è l'attività è l'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari, diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari di cui alla Deliberazione dall'AEEGSI 09.06.2006, n.111.

Il valore medio aggregato delle tre tariffe (mensile, trimestrale ed annuale) per l'anno 2016, applicato dalla concessionaria è di **26,95 €/MWh**.

5.6.2.5 Accise

Alle normali tariffe di distribuzione e di vendita dell'energia elettrica va aggiunta l'imposizione fiscale. Il carico fiscale è diversificato a seconda dei consumi mensili:

- ÷ se l'entità del consumo nel mese è nei limiti di 200 MWh, il consumo è tassato con l'aliquota di accisa nella misura di 12,50 €/MWh;
- ÷ se l'entità del consumo nel mese è nei limiti di 1.200 MWh, l'eventuale ulteriore consumo oltre 200 MWh è tassato con l'aliquota di accisa nella misura di 7,50 €/MWh.
- ÷ se invece l'entità del consumo nel mese supera la soglia di 1.200 MWh, oltre 200 MWh l'ulteriore consumo mensile è assoggettato ad un'imposta in misura fissa pari a €4.820,00.

Il valore medio delle accise applicate nell'anno 2016 è stato pari a circa **11,10 €/MWh**.

5.6.2.6 Oneri generali

Gli oneri generali sono applicati come maggiorazione della tariffa di distribuzione, (quindi all'interno dei servizi di rete), in maniera differenziata per tipologia di utenza -domestica, illuminazione pubblica, altre utenze in bassa, media o alta tensione- secondo criteri che variano da componente a componente. Ad esempio, la componente A2 pesa di più sui clienti domestici e le piccole imprese servite in bassa tensione, la A4 sui clienti non domestici mentre la As è applicata uniformemente a tutti.

Il gettito raccolto dall'applicazione degli oneri generali è trasferito su appositi Conti di gestione istituiti dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico per ciascuna componente; fanno eccezione la componente A3 che affluisce per circa il 98% direttamente al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) e la componente As, per la quale i distributori versano alla Cassa solo la differenza tra il gettito raccolto e i costi sostenuti per il riconoscimento del bonus (se la differenza è negativa, viene riconosciuta al distributore). L'utilizzo e la gestione di questi fondi è disciplinata dall'Autorità che aggiorna trimestralmente le aliquote sulla base del fabbisogno.

Per il settore elettrico, gli oneri generali di sistema sono:

- ÷ A2 oneri per il decommissioning nucleare
 - ÷ A3 a copertura degli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate
 - ÷ A4 a copertura delle agevolazioni tariffarie riconosciute per il settore ferroviario
 - ÷ A5 a sostegno alla ricerca di sistema
 - ÷ As a copertura degli oneri per il bonus elettrico
 - ÷ Ae a copertura delle agevolazioni alle industrie manifatturiere ad alto consumo di energia
 - ÷ UC4 a copertura delle compensazioni per le imprese elettriche minori
 - ÷ UC7 per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali
 - ÷ MCT a copertura delle compensazioni territoriali agli enti locali che ospitano impianti nucleari
- All'interno dei servizi di rete vengono applicate anche due ulteriori componenti perequative:
- ÷ UC3: a copertura degli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché dei meccanismi di integrazione,
 - ÷ UC6: a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio.

Il valore medio degli oneri di sistema relativi all'anno 2016 è stato pari a circa **57,40 €/MWh**.

5.6.2.7 Costo di acquisto e.e. sul mercato libero

La ditta concessionaria bandisce con cadenza triennale una gara tesa ad identificare il fornitore dell'energia elettrica utilizzata dai diversi utenti portuali.

Tale gare viene bandita sulla scorta del fabbisogno medio registrato storicamente presso gli utenti portuali serviti da Port Utilities: circa 13GWh/anno.

Alla data del presente documento la tariffa applicata dal fornitore alla Port Utilities è di **53,00 €/MWh**.

5.6.2.8 Canone di concessione del servizio portuale

La ditta svolge il servizio in regime di concessione. Nel formulare l'offerta economica in base alla quale è risultata aggiudicataria della selezione identificata con il C.I.G. 6118833CB7, la ditta si è impegnata a riconoscere all'AdSP 1,5% del fatturato associato allo svolgimento del servizio, vale a dire **3,11 €/MWh**.

5.6.2.9 Tariffa servizi Port Utilities S.p.A.

La ditta concessionaria fornisce agli utenti portuali una serie di servizi:

- ÷ servizio di pronto intervento (entro 30 minuti dalla chiamata);
- ÷ l'energia reattiva che viene solitamente fatturata in bolletta dalle società di vendita operanti nel Mercato Libero è inclusa nel prezzo di vendita dell'energia;
- ÷ la quota fissa e la quota potenza della componente di Distribuzione che viene solitamente fatturata in bolletta dalle società di vendita operanti nel Mercato Libero è inclusa nel prezzo di vendita dell'energia;
- ÷ la tariffa di Misura che viene solitamente fatturata in bolletta dalle società di vendita operanti nel Mercato Libero è inclusa nel prezzo di vendita dell'energia;
- ÷ flessibilità nella programmazione degli interventi di manutenzione, in modo da ridurre al minimo il disagio arrecato alle attività lavorative dell'utente portuale.

Per lo svolgimento dei servizi prima indicati, nonché per la copertura dei costi generali ed il conseguimento di un utile di impresa, la ditta Port Utilities applica una tariffa pari a **48,63 €/MWh**, oltre ad un forfettario che per le sole 5 utenze in media tensione ammonta annualmente ad €. 4.166,48 (2,283 x 5 x 365).

5.6.2.10 Scheda riassuntiva tariffa variabile e.e. in media tensione

Nella scheda sottostante si riporta un quadro di sintesi delle diverse voci di costo che concorrono alla tariffa variabile dell'e.e. in Media Tensione.

Trasmissione	6,35	3,1%
Distribuzione	0,46	0,2%
Misura	0,00	0,0%
Dispacciamento	26,95	13,0%
Accise	11,10	5,4%
Oneri generali	57,40	27,7%
Costo e.e. sul mercato libero	53,00	25,6%
costi extra-portuali	155,26	75,0%
Canone AdSP	3,11	1,5%

Servizi Port Utilities	48,63	23,5%
costi portuali	51,74	25,0%
Tariffa e.e. MT	207,00	
I.V.A.	45,54	22%
costo e.e. MT per utenti	252,54	

5.6.3 Tariffa e.e. bassa tensione

Al netto dell'I.V.A., la tariffa per la fornitura di e.e. in media tensione si compone di due diverse voci:

÷ quota fissa, 0,330 €/giorno;

÷ quota energia, 232,00 €/MWh.

La quota fissa viene applicata (0,330 €/giorno) viene applicata a tutte le utenze attive indipendentemente dal consumo.

La quota energia (232,00 €/MWh) si compone di diverse voci di costo, di cui alcune indipendenti dalla gestione portuale, mentre altri dovuti ad essa.

I costi extra-portuali sono gli stessi della tariffa in MT pari ad 155,26 €/MWh.

5.6.3.1 Canone di concessione del servizio portuale

La ditta svolge il servizio in regime di concessione. Nel formulare l'offerta economica in base alla quale è risultata aggiudicataria della selezione identificata con il C.I.G. 6118833CB7, la ditta si è impegnata a riconoscere all'AdSP 1,5% del fatturato associato allo svolgimento del servizio, vale a dire 3,48 €/MWh.

5.6.3.2 Tariffa servizi Port Utilities S.p.A.

Per lo svolgimento dei servizi prima indicati, nonché per la copertura dei costi generali ed il conseguimento di un utile di impresa, la ditta Port Utilities applica una tariffa pari a **73,26 €/MWh**, oltre ad un forfettario che per le 280 utenze in media tensione ammonta annualmente ad €. 33.726,00 (0,330 x 280 x 365).

5.6.3.3 Scheda riassuntiva tariffa variabile e.e. in bassa tensione

Nella scheda sottostante si riporta un quadro di sintesi delle diverse voci di costo che concorrono alla tariffa variabile dell'e.e. in Bassa Tensione.

costi extra-portuali	155,26	66,9%
Canone AdSP	3,48	1,5%
Servizi Port Utilities	73,26	31,6%
costi portuali	76,74	33,1%
Tariffa e.e. MT	232,00	
I.V.A.	51,04	22%
costo e.e. BT per utenti	283,04	

5.7 Tariffazione servizio elettrico portuale (dal 01.01.2022)

Con Delibera 25.06.2015 n.24, il Comitato Portuale dell'Ente ha deliberato il rilascio in favore della ditta Port Utilities Spa (PU) della concessione quindicennale a svolgere le attività indicate ai punti A), C), D) ed F), dell'art.1, c.1 del D.M. 14.11.1994, all'interno della circoscrizione portuale di

Civitavecchia, Fiumicino e Gaeta alle condizioni indicate nel Piano Industriale e Finanziario (PIF) redatto dalla ditta, ed assunto in data 20.05.2015 al n. 7704 del protocollo generale dell'Ente (C.I.G. 6118833CB7).

Con il conseguente contratto di concessione rep.4228 del 12.01.2016, l'Ente (ai sensi dell'art.6, c.4, della lettera c) della Legge 84/1994) ha incaricato PU dello svolgimento del servizio elettrico, stabilendo le seguenti tariffe omnicomprenditive (componente energia, oneri di sistema, trasmissione, distribuzione, misura, dispacciamento, accise, distribuzione portuale) al netto dell'I.V.A. (oggi al 22%) per la fornitura di energia elettrica in:

÷ bassa tensione, quota fissa 0,330 €/giorno, quota energia 0,232 €/kWh;

÷ media tensione, quota fissa 2,283 €/giorno, quota energia 0,207 €/kWh.

Tali tariffe erano previste rimanere invariate per l'intera durata della concessione.

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) con Delibera n.427 del 02.08.2018 ha ribadito l'obbligo che fossero rispettate, anche per le reti elettriche insite nei porti (quali quelle afferenti alla convenzione rep.4228/2016), le scadenze e gli adempimenti di cui al Testo Integrato sui Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC – Delibera 539/2015/R/eel) e più in generale quanto previsto dalla regolazione di competenza di ARERA.

Pertanto, l'Ente con prot.13851 del 11.10.2018 ha invitato PU a dare piena attuazione al TISDC. La Società anche se ha contestato i contenuti del prot.13851/2018, ha provveduto ad avviare l'istruttoria inerente all'applicazione del TISDC, comunicando ad ARERA la propria contrarietà a quanto indicato dall'AdSP con la nota sopra emarginata.

ARERA con Delibera n.558 del 19.12.2019, ha confermato la validità del prot.13851/2018, stabilendo che “le considerazioni critiche svolte da Port Utilities non sono fondate”. Inoltre, in considerazione dell'istruttoria avviata da PU, ARERA ha stabilito di inserire le reti elettriche dei tre porti del sistema nel Registro nazionale degli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC).

Infine, ARERA ha posticipato, nel solo caso delle reti portuali e aeroportuali inserite nel Registro degli ASDC successivamente al 31.12.2019, l'applicazione delle modalità di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita previste dal TISDC, dal 01.01.2020 al 01.01.2021.

Visti i contenuti della Delibera ARERA n.558 del 19.12.2019, ogni utenza elettrica connessa alle reti elettriche portuali, potrà accedere al mercato libero a partire dal 01.01.2021 scegliendo liberamente il proprio Fornitore di Energia Elettrica. Essendo il servizio attualmente erogato da Port Utilities non conforme a quanto stabilito da ARERA nel TISDC, la società, in qualità di Gestore delle Reti Portuali, ha definito le seguenti tariffe di distribuzione determinate secondo quanto previsto dal TISDC all'articolo 10 comma 9, in quanto è titolata a svolgere attraverso le reti portuali da essa gestite ed oggetto della concessione rep.4228/2016 l'attività di distribuzione:

÷ bassa tensione, quota punto di misura 130,20 €/anno, potenza assorbita 78,90 €/kW/anno;

÷ media tensione, quota punto di misura 130,20 €/anno, potenza assorbita 78,10 €/kW/anno.

Tali Tariffe potranno subire modifiche nel caso in cui sussistano variazioni rilevanti dell'assetto impiantistico delle reti elettriche portuali e nel caso di importanti modifiche delle modalità di erogazione del servizio da parte di Port Utilities.

Le tariffe sono state pubblicate per 60 giorni a partire dal 28.07.2020 sul sito della società, e presso gli albi di questa AdSP e della Capitaneria di Porto (si allega alla presente la nota di PU n.319 afferente alla pubblicazione di dette tariffe), al fine di acquisire eventuali osservazioni/opposizioni da soggetti Terzi. Durante il periodo di pubblicazione non è stata avanzata nessuna osservazione/opposizione circa i contenuti della nota di PU datata 28.07.2020.

Tali tariffe, a partire dal 01.01.2021, saranno applicate direttamente dal venditore selezionato dagli utenti portuali e verranno indicate sulle bollette che disciplineranno la somministrazione di energia elettrica in ambito portuale.

Si sottolinea che l'applicazione del TISDC ai porti del sistema portuale eviterà l'applicazione delle sanzioni di Legge ai diversi utenti portuali, e ciò è avvenuto anche grazie al tempestivo avvio delle procedure da parte della concessionaria, cosa che rende, al momento, le reti elettriche di questo sistema portuale le uniche inserite da ARERA nel Registro degli ASDC.

5.8 Fabbisogno energetico apparati collegati a reti elettriche

Alcuni degli utenti portuali vengono serviti dalla infrastruttura gestita da e-distribuzione Spa, gestore del servizio elettrico all'esterno degli ambiti portuali, in quanto i collegamenti elettrici ad essi relativi si originano da infrastrutture non gestite da Port Utilities Spa.

Si stima che la quantità di energia fornita da e-distribuzione sia pari al 15% di quella fornita da Port Utilities, per tale motivo gli assorbimenti elettrici degli impianti fissi di terra verranno maggiorati del 15%.

kWh	2016	2017	2018	2019
Port Utilities	11.649.413	12.099.710	13.436.810	12.643.613
e-distribuzione	1.747.412	1.814.957	2.015.522	1.896.542
totale	13.396.825	13.914.667	15.452.332	14.540.155

Inoltre, all'esterno dell'area portuale (ma all'interno della circoscrizione portuale), è presente il terminale carbonifero asservito alla centrale termoelettrica di Torre Valdaliga Nord che assorbe circa 1 GWh all'anno.

5.9 Potenza impegnata

La rete elettrica portuale è connessa in media tensione alla rete gestita da e-distribuzione in 3 punti, per una potenza complessiva di 9.300 kW ed in altri punti in bassa tensione per una potenza complessiva di 525,6 kW.

Nel corso degli ultimi anni il tasso di utilizzo della potenza a disposizione della rete elettrica portuale è stato il seguente.

kWh	Assorbimento	Massimo	Utilizzo potenza
2016	11.649.413	86.083.200	1.330 kW (14%)
2017	12.099.710	85.848.000	1.381 kW (14%)
2018	13.436.810	85.848.000	1.533 kW (16%)
2019	12.643.613	85.848.000	1.443 kW (15%)

5.9.1 Potenza impegnata in periodo notturno

Le attività ospitate nel porto di Civitavecchia si svolgono essenzialmente in periodo diurno, nel periodo di scarsa illuminazione solare (mediamente circa 9 ore al giorno), ed impegnano mediamente una potenza di circa 1,4 MW:

- ÷ circa 800 kW per l'illuminazione di aree esterne (in costante calo dal 2014, a seguito dell'intervento di efficientamento energetico attraverso l'installazione di LED in sostituzione delle lampade a incandescenza);
- ÷ circa 600 kW per garantire il funzionamento di altre utenze elettriche.

Tale potenza è mediamente assicurata:

- ÷ per circa 1,2 MW dalla rete elettrica portuale,
- ÷ per circa 0,2 MW dalla rete elettrica nazionale.

5.9.2 Potenza impegnata in periodo diurno

Nel periodo diurno (mediamente 15 ore), la potenza mediamente impegnata è pari a circa 1,8 MW:

- ÷ per circa 1,5 MW dalla rete elettrica portuale,
- ÷ per circa 0,3 MW dalla rete elettrica nazionale.

5.9.3 Picchi di potenza

Il sistema elettrico portuale, in particolari periodi dell'anno (estivo), impegna mediamente una potenza superiore di circa il 50% rispetto a quella mediamente impegnata in periodo diurno (circa 2,4 MW).

Mentre alcune utenze portuali impegnano per limitati periodi una potenza elettrica anche tripla rispetto a quella mediamente impegnata, con punte per il sistema elettrico portuale di circa 4,0 MW.

5.10 Impianti portuali fotovoltaici

Il Porto di Civitavecchia è attualmente il più grande parco fotovoltaico comunale potendo disporre attualmente di alcuni impianti, aventi complessivamente una potenza di quasi 2MWp, installati al fine di decarbonizzare le utenze elettriche connesse ai compiti istituzionali dell'AdSP (illuminazione pubblica, impianti tecnologici ed uffici). Tali impianti sono quelli appresso elencati.

Denominazione impianto	Potenza di picco (kWp)
1-Darsena Romana	115,20
2-CFFT	583,84
3-Privilege Yard	1.100,00
4-Meeting Village	15,00
5-RCT "A. Vespucci"	75,00
Totale	1.889,04

Considerato un valore medio della radiazione solare incidente gli impianti (e l'efficienza dei pannelli fotovoltaici installati nel 2011), cui è associata una produzione di 1.242 kWh/kWp (questo valore tiene conto della tipologia dei pannelli fotovoltaici installati circa 10 anni fa ed aventi un rendimento nettamente inferiore a quello dei pannelli oggi in commercio), si ha che alla data del presente documento, presso le aree gestite dall'AdSP si producono annualmente circa 2.347 MWh/anno:

Il primo impianto fotovoltaico è entrato in esercizio nel 2010 ed è stato installato su di un edificio polifunzionale sito in località Darsena Romana, nel porto di Civitavecchia. L'impianto si sviluppa su una superficie di oltre 850 mq, per una potenza complessiva installata di oltre 115 kWp; è composto da 576 moduli fotovoltaici policristallini ad alta efficienza (Suntech STP 200W) dalla potenza nominale di 200 Wp ciascuno. Il gruppo di conversione è costituito da 2 inverter tipo "Sunway Tg 61 660V", ubicati all'interno della cabina di trasformazione MT/BT asservita alla struttura della stessa darsena. L'impianto è dotato inoltre di un sistema di controllo remoto che consente di monitorarne la produttività.

Il secondo impianto fotovoltaico è entrato in esercizio nel 2012 ed è stato realizzato sulla copertura di un capannone della concessionaria CFFT (Civitavecchia Fruit & Forest Terminal - S.p.a). L'impianto si sviluppa su una superficie di oltre 4.051 mq, per una potenza complessiva di oltre 583 kWp; è composto da 2.383 moduli fotovoltaici dalla potenza nominale di 245 Wp ciascuno. Gli inverter di stringa sono stati ubicati sulla stessa copertura in cui sono presenti i pannelli fotovoltaici.

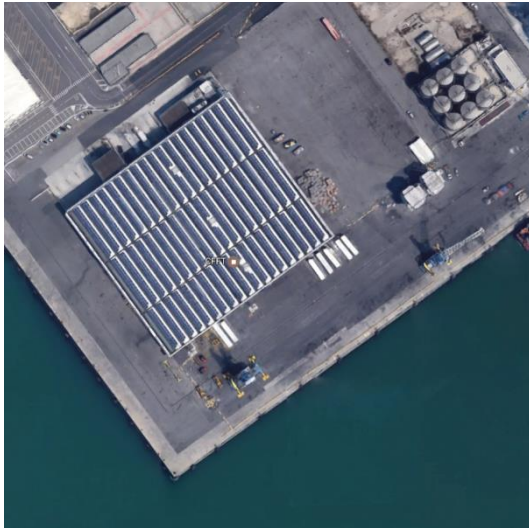
Il terzo impianto è entrato in esercizio nel 2012 ed è stato realizzato sulla copertura dei capannoni della concessionaria Privilege Yard Spa. L'impianto si sviluppa per una superficie complessiva di oltre 35.000 mq suddivisi in 4 sezioni, per una potenza installata di oltre 1.100 kWp. L'impianto è composto da moduli in silicio amorfo (Unisolar Ovionic) completamente integrati nella copertura dell'edificio. Gli inverter (Power one) sono stati ubicati all'interno di una cabina posta in prossimità dello stesso edificio.

Il quarto impianto fotovoltaico è stato realizzato nel 2017, ed è situato sulla copertura dell'edificio adibito ad infermeria presidiaria del Meeting Village. L'impianto, composto da 60 moduli fotovoltaici dalla potenza nominale di 250 Wp ciascuno, si sviluppa su una superficie di oltre 100 mq, per una potenza installata complessiva di 15 kWp.

Il quinto impianto fotovoltaico è stato realizzato nel 2017, ed è situato sulla copertura del nuovo Terminal passeggeri della concessionaria RCT (Roma Cruise Terminal Spa) sulla banchina 12 bis Nord del Porto di Civitavecchia. L'impianto si sviluppa su una superficie di circa 1000 mq, per una potenza complessiva di oltre 75 kWp. L'impianto è composto da 300 moduli fotovoltaici dalla potenza nominale di 250 Wp ciascuno. Gli inverter sono ubicati in prossimità dei pannelli.



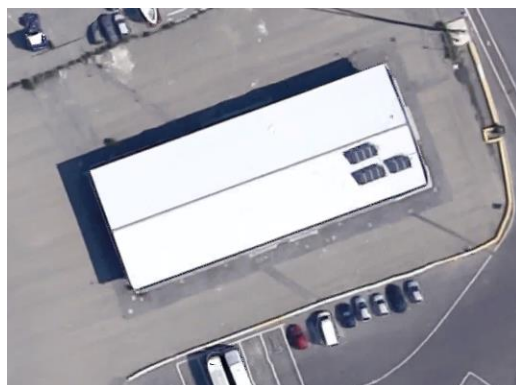
Impianto PV Darsena Romana



Impianto PV CFFT



Impianto PV Privilege Yard



Impianto PV Meeting Center



Impianto PV RCT "Amerigo Vespucci"

6. UTENTI PORTUALI NON CONNESSI A RETI

Il monitoraggio condotto nel quadriennio 2015 – 2019 ha portato a determinare costanti gli assorbimenti specifici delle diverse categorie merceologiche omogenee di energivori considerati (non risultano attendibili i dati del 2020 in quanto inficiati dall'emergenza pandemica Covid 19), ampiamente illustrati nel DEASP 2019.

Pertanto, per il calcolo dei futuri assorbimenti energetici che determinano il carbon footprint dei quattro settori merceologici omogenei prima indicati si farà riferimento ai valori unitari che vengono appresso richiamati, ed illustrati nel DEASP 2019.

Come già detto per adempiere agli obiettivi del DEASP, è stato necessario procedere alla classificazione del porto in base ai diversi traffici portuali sia marittimi che terrestri, contraddistinti da un'ampia gamma di elementi energivori, distinguendo così lo stesso in due grandi classi ovvero *fabbisogno navi* e *fabbisogno porto*.

Entrambe le classi sono state poi distinte in sub-classi, che di seguito si schematizzano:

- ÷ fabbisogno navi scalanti (crocieristico, cabotaggio e mercantile);
- ÷ fabbisogno navi residenti (rimorchiatori, bettoline e pescherecci);
- ÷ fabbisogno apparati fissi portuali;
- ÷ fabbisogno apparati mobili portuali.

In riferimento al calcolo del *fabbisogno navi*, va specificato che sono da considerare nel calcolo dei consumi prodotti dalle navi stesse, il cosiddetto *sea-side* del porto, anche i consumi relativi a tutti i veicoli quali:

- ÷ NCC, taxi, bus e mezzi pesanti (legati al settore crocieristico);
- ÷ veicoli dei passeggeri, quali auto, moto, camper, pullman, mezzi pesanti e ralle (legati al settore cabotiero);
- ÷ mezzi pesanti, ralle, gru diesel ed elettriche, auto nuove ed escavatori (legati al settore mercantile);
- ÷ veicoli degli operatori portuali (personale degli Enti, Imprese portuali, concessionari, forze dell'ordine, che in porto prestano servizio).

Per tali veicoli e mezzi, che appartengono al cosiddetto *land-side* del porto, i consumi sono calcolati attraverso un'articolata applicazione di semplici formule matematiche, le cui specifiche si riportano nei successivi capitoli, che permettono di ottenere dal numero di veicoli e mezzi, ove acquisito, ed in base ai tre settori navali di appartenenza sopra descritti, la stima dei km percorsi all'interno del porto e quindi dei litri di gasolio (diesel) consumati e da qui, applicando semplici formule, i dati di fabbisogno energetico espressi in kWh.

Ove, invece, non sono stati reperiti dati numerici dei veicoli e mezzi, si utilizza la scheda ESPO, che permette di riferirsi alle diverse categorie merceologiche dalle quali si è effettuata la stima del numero dei mezzi pesanti che quelle merci hanno movimentato, considerando una capienza di 28 m³ massima per ogni mezzo pesante. Successivamente, come detto sopra, dal numero di veicoli e mezzi si stimano i km percorsi ed i litri di gasolio (diesel) consumati per effettuare il tragitto interno

al porto ed arrivare sottobordo della nave, e, come precedentemente detto, applicare la formula di calcolo del fabbisogno energetico espresso in kWh.

Il calcolo dei fabbisogni energetici delle attività, divise per settori, si è poi dimostrato propedeutico ai fini della determinazione delle emissioni di gas serra.

Tale determinazione viene realizzata rapportando i risultati ottenuti ai fattori emissivi relativi ad ogni singola nave, imbarcazione, singolo utilizzatore, apparato fisso, auto o mezzo di trasporto raccolti sul campo o da fonti bibliografiche di riferimento come si vedrà meglio nel paragrafo specifico.

L'attuale realtà portuale è caratterizzata dall'essere un'area primaria di consumo, dotata di un sistema elettrico ed energetico di tipo complesso e in evoluzione.

Al fine di poter consentire un adeguato utilizzo dell'energia da parte dei soggetti che svolgono le attività all'interno del porto e poter permettere uno studio programmatico degli scenari futuri e dell'evoluzione dello stesso, sia per quanto riguarda la richiesta e la disponibilità di energia che per l'adeguamento delle infrastrutture impiantistiche e di quelle di rete si rende necessaria, per ogni porto, una periodica valutazione analitica del fabbisogno energetico.

Per quanto sopra esposto, lo scenario temporale per il quale viene svolta l'analisi del fabbisogno energetico è quello inerente all'anno 2015 (anno zero) e le attività analizzate sono quelle all'interno dell'area confinata alla zona Porto di Civitavecchia.

I dati di seguito proposti relativi ai fabbisogni energetici, vista la scelta a monte di un approccio "bottom-up" saranno suddivisi in diversi "settori di consumo" e organizzati in form tali per cui successivi aggiornamenti e/o modifiche siano resi possibili.

I quattro grandi settori di consumo in cui si andrà a suddividere i fabbisogni energetici sono:

- ÷ navi scalanti (crociera, traghetti e mercantili);
- ÷ navi residenti (pescherecci, bettoline, rimorchiatori);
- ÷ utenti connessi a reti (edifici, impianti, illuminazione, ecc.);
- ÷ mezzi mobili (autoveicoli, ralle, gru).

Sulla scorta dei valori appresso riportati verranno dimensionati gli interventi tesi ad azzerare le emissioni di GHG del porto di Civitavecchia.

6.1 Fabbisogno navi da crociera (*cruise sea-side*)

Nell'andare ad analizzare quello che è il fabbisogno energetico di una nave cruise è necessario, preliminarmente, andare a fare una distinzione su quelle che sono le diverse fasi di esercizio e quindi i diversi consumi corrispondenti a queste (durante le varie fasi i motori vengono utilizzati in numero differente e quindi la nave impiega potenze differenti). In ragione di quanto sopra esposto, il consumo energetico è stato dettagliato distinguendo tra le diverse fasi di manovra, navigazione o stazionamento, nonché in base all'accuratezza del dato (calcoli effettuati su dati censiti a bordo delle navi, oppure stimati o assunti come equivalenti per le navi gemelle).

Il fabbisogno energetico per le navi da crociera che verrà assunto per le future determinazioni è quello relativo all'anno 2018 (pressoché costante rispetto a quello registrato nei tre anni precedenti),

ripartito in funzione della tipologia di manovra, dello stazionamento, e dalla classificazione della nave seguente tabella.

Sul fondo della tabella è inoltre disponibile una valutazione complessiva del fabbisogno energetico afferente al settore cruise per l'anno in esame, in funzione dei dati forniti dalla Capitaneria di Porto sugli accosti di questa tipologia di navi.

Come si vede gli assorbimenti specifici sono variati di poco nel periodo di monitoraggio (2015 – 2018) alla base del DEASP 2019.

2015

<i>Accosti</i>		<i>Manouvring (1.5% S)</i>	<i>Hotelling (1.5-0.1% S)</i>	<i>Hotelling (0.1% S)</i>	<i>Totale</i>
<i>Nave</i>	<i>Sosta(h)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>
Censita	8.454	5.207.164	9.125.782	37.194.936	51.527.882
Gemella	411	164.460	277.495	1.254.185	1.696.140
Stimata	1.386	842.948	1.509.402	5.548.311	7.900.662
TOTALE FABBISOGNO ENERGETICO CRUISE					
<i>Nr.</i>	<i>Sosta(h)</i>	<i>Manouvring (kWh)</i>	<i>Hotelling 1 (kWh)</i>	<i>Hotelling 2 (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>
794	12,9	6.214.572	10.912.680	43.997.432	61.124.684

2016

<i>Accosti</i>		<i>Manouvring (1.5% S)</i>	<i>Hotelling (1.5-0.1% S)</i>	<i>Hotelling (0.1% S)</i>	<i>Totale</i>
<i>Nave</i>	<i>Sosta(h)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>
Censita	8.077	6.857.742	7.827.416	42.340.367	57.025.525
Gemella	726	553.768	817.452	4.510.388	5.881.608
Stimata	1.967	711.348	836.804	5.068.018	6.616.171
TOTALE FABBISOGNO ENERGETICO CRUISE					
<i>Nr.</i>	<i>Sosta(h)</i>	<i>Manouvring (kWh)</i>	<i>Hotelling 1 (kWh)</i>	<i>Hotelling 2 (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>
833	12,9	8.122.858	9.481.673	51.918.773	69.523.304

2017

<i>Accosti</i>		<i>Manouvring (1.5% S)</i>	<i>Hotelling (1.5-0.1% S)</i>	<i>Hotelling (0.1% S)</i>	<i>Totale</i>
<i>Nave</i>	<i>Sosta(h)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>
Censita	6.628	6.338.116	6.763.462	34.211.216	47.312.793
Gemella	698	556.737	778.609	4.182.174	5.517.520
Stimata	1.558	847.706	887.025	4.658.653	6.393.384
TOTALE FABBISOGNO ENERGETICO CRUISE					
729	12,8	7.742.559	8.429.096	43.052.043	59.223.698

2018

<i>Accosti</i>		<i>Manouvring (1.5% S)</i>	<i>Hotelling (1.5-0.1% S)</i>	<i>Hotelling (0.1% S)</i>	<i>Totale</i>
<i>Nave</i>	<i>Sosta(h)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>
Censita	6.647	6.019.915	6.726.045	35.394.452	48.140.413
Gemella	691	527.815	777.159	4.064.433	5.369.407
Stimata	2.527	1.554.045	1.529.028	8.788.602	11.871.675
TOTALE FABBISOGNO ENERGETICO CRUISE					
<i>Nr.</i>	<i>Sosta(h)</i>	<i>Manouvring (kWh)</i>	<i>Hotelling 1 (kWh)</i>	<i>Hotelling 2 (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>
758	13,0	8.101.776	9.032.232	48.247.487	65.381.496

Preso come riferimento il valore indicato nel DEASP 2019, l'esercizio delle navi scalanti il porto di Civitavecchia necessita della continua produzione di energia termica, che in base ai dati di letteratura ed alle ispezioni effettuate a bordo, che comporta mediamente una maggiorazione del 7% del fabbisogno di energia elettrica.

Pertanto, il fabbisogno energetico delle navi da crociera scalanti il porto di Civitavecchia è stato stimato nella misura appresso riportata:

÷ elettrico, 65.381.496 kWh;

÷ termico, 4.576.705 kWh;

÷ totale, 69.958.200 kWh.

6.2 Mezzi di terra connessi a navi da crociera (cruise *land-side*)

Il consumo di energia proprio della nave non è l'unico fattore che va a determinare il fabbisogno energetico di ogni tipologia di nave del settore. Durante la sosta in porto delle navi, come precedentemente introdotto, c'è tutta una serie di consumi "land-side" che si attivano e per i quali è richiesto un consumo energetico che può definirsi "dovuto ai mezzi terrestri", strettamente legato alla nave in sosta, e che si va a sommare alla componente precedente per arrivare al computo del fabbisogno energetico afferente al settore Crocieristico.

Si può facilmente notare come, durante il periodo di sosta, nel sottobordo della nave, siano diversi i mezzi in transito tra i quali ricordiamo i pullman e le varie vetture n.c.c., come mezzi adibiti al trasporto dei passeggeri, nonché autocarri per rifornire di merci le navi medesime.

Per determinarne l'energia consumata nel periodo esaminato da questo settore specifico, attraverso i dati in nostro possesso, si è andato a stimare i km totali medi percorsi da ogni una delle tipologie all'interno del porto di Civitavecchia, considerando che le banchine adibite all'accosto delle navi da crociera sono la banchina n. 25 e le banchine dalla n. 10 alla n. 13 bis.

Una volta stimati i km medi totali, è stato possibile, in base ai consumi medi per tipologia di mezzo, calcolare il fabbisogno energetico, espresso sia in litri che in kWh (kWh= litri*11,1).

(NB per tutti i mezzi terrestri in servizio nel porto si ipotizza una alimentazione a gasolio al fine di poter omogeneizzare le categorie e analizzare tutti i mezzi con lo stesso fattore di conversione)

Specificando i consumi in funzione delle categorie si è arrivato ai seguenti risultati, pressoché costanti nei 4 anni di riferimento:

÷ bus, 398.674 kWh;

÷ NCC, 121.860 kWh;

÷ autocarri, 17.694 kWh;

In totale, il fabbisogno energetico dei mezzi terrestri a servizio del settore crocieristico relativo all'anno 2015, e quindi il valore del "land-side" relativo alle cruise si stima in circa 716.410 kWh.

6.3 Fabbisogno navi traghetto (ferry *sea-side*)

Nell'analizzare il fabbisogno di energia afferente nello specifico del settore cabotaggio al "sea-side" si è ripetuta la procedura precedentemente sviluppata per le navi cruise, con la stessa diversificazione e le stesse valutazioni.

Il fabbisogno energetico per le navi traghetto che verrà assunto per le future determinazioni è quello relativo all'anno 2018 (pressoché costante rispetto a quello registrato nei tre anni precedenti), ripartito in funzione della tipologia di manovra, dello stazionamento, e dalla classificazione della nave seguente tabella.

Sul fondo della tabella è inoltre disponibile una valutazione complessiva del fabbisogno energetico afferente al settore cruise per l'anno in esame, in funzione dei dati forniti dalla Capitaneria di Porto sugli accosti di questa tipologia di navi.

Come si vede gli assorbimenti specifici sono variati di poco nel periodo di monitoraggio (2015 – 2018) alla base del DEASP 2019.

2015

<i>Accosti</i>		<i>Manouvring (1.5% S)</i>	<i>Hotelling (1.5-0.1% S)</i>	<i>Hotelling (0.1% S)</i>	<i>Totale</i>
<i>Nave</i>	<i>Sosta(h)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>
Censita	12.946	9.610.674	4.501.588	15.055.634	29.167.896
Gemella	12	33.460	18.235	25.053	76.748
Stimata	1.174	769.178	430.103	1.241.494	2.440.774
TOTALE FABBISOGNO ENERGETICO CABOTAGGIO					
<i>Nr.</i>	<i>Sosta(h)</i>	<i>Manouvring (kWh)</i>	<i>Hotelling 1 (kWh)</i>	<i>Hotelling 2 (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>
1.352	10,5	10.413.312	4.949.926	16.322.181	31.685.418

2016

<i>Accosti</i>		<i>Manouvring (1.5% S)</i>	<i>Hotelling (1.5-0.1% S)</i>	<i>Hotelling (0.1% S)</i>	<i>Totale</i>
<i>Nave</i>	<i>Sosta(h)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>
Censita	16.860	20.689.273	3.137.450	17.261.649	41.088.372
Gemella	44	16.328	7.247	23.368	46.943
Stimata	773	3.960.684	418.482	510.325	4.889.490
TOTALE FABBISOGNO ENERGETICO CABOTAGGIO					

Nr.	Sosta(h)	Manouvring (kW/h)	Hotelling 1 (kW/h)	Hotelling 2 (kW/h)	Energy (kW/h)
1.519	11,6	24.666.284	3.563.178	17.795.343	46.024.805

2017

Accosti		Manouvring (1.5% S)	Hotelling (1.5-0.1% S)	Hotelling (0.1% S)	Totale
Nave	Sosta(h)	Energy (kW/h)	Energy (kW/h)	Energy (kW/h)	Energy (kW/h)
Censita	12.448	19.896.332	3.589.991	11.284.376	34.770.699
Gemella	21	26.880	9.600	40.640	77.120
Stimata	1.545	1.122.374	211.752	970.994	2.305.120

TOTALE FABBISOGNO ENERGETICO CABOTAGGIO

Nr.	Sosta(h)	Manouvring (kW/h)	Hotelling 1 (kW/h)	Hotelling 2 (kW/h)	Energy (kW/h)
1.581	8,9	21.045.587	3.811.343	12.296.009	37.152.939

2018

Accosti		Manouvring (1.5% S)	Hotelling (1.5-0.1% S)	Hotelling (0.1% S)	Totale
Nave	Sosta(h)	Energy (kW/h)	Energy (kW/h)	Energy (kW/h)	Energy (kW/h)
Censita	14.961	18.533.065	3.615.774	14.099.987	36.248.826
Gemella	1	13.440	0	0	13.440
Stimata	2.953	1.284.416	188.005	1.236.745	2.709.166

TOTALE FABBISOGNO ENERGETICO CABOTAGGIO

Nr.	Sosta(h)	Manouvring (kW/h)	Hotelling 1 (kW/h)	Hotelling 2 (kW/h)	Energy (kW/h)
1.667	10,7	19.830.921	3.803.779	15.336.732	38.971.432

Preso come riferimento il valore indicato nel DEASP 2019, l'esercizio delle navi scalanti il porto di Civitavecchia necessita della continua produzione di energia termica, che in base ai dati di letteratura ed alle ispezioni effettuate a bordo, che comporta mediamente una maggiorazione del 7% del fabbisogno di energia elettrica.

Pertanto, il fabbisogno energetico delle navi traghetto scalanti il porto di Civitavecchia è stato stimato nella misura appresso riportata:

÷ elettrico, 38.971.432 kWh;

÷ termico, 2.728.000 kWh;

÷ totale, 41.699.432 kWh.

6.4 Mezzi di terra connessi a navi traghetto (ferry *land-side*)

In maniera del tutto analoga al caso cruise, si associano anche alla tipologia cargo i consumi land-side correlati a questo specifico settore che si concretizzano mediante l'utilizzo dei mezzi che si imbarcano/sbarcano dai traghetti.

Possono essere inseriti in questa categoria, oltre alle automobili di privati cittadini anche moto e scooter, camper e caravan, autobus e persino, in alcune situazioni tir per trasporto merci.

Per l'anno 2015 stimando sempre i km percorsi da tali mezzi in banchina, mediante i dati sugli imbarchi si è valutato il consumo land-side per categorie di mezzi imbarcati, pressoché costanti nei 4 anni di riferimento:

÷ automobili, 336.895 kWh;

÷ motocicli, 29.049 kWh;

÷ camper, 29.833 kWh;

÷ bus, 50.023 kWh;

÷ mezzi pesanti, 963.998 kWh.

Si ottiene un valore di consumo land-side valutabile in ultima analisi in 1.409.798 kWh.

6.5 Fabbisogno navi mercantili (cargo *sea-side*)

Nell'analizzare il fabbisogno di energia afferente nello specifico del traffico commerciale si è ripetuta la procedura precedentemente sviluppata per le navi cruise, con la stessa diversificazione e le stesse valutazioni.

Il fabbisogno energetico per le navi mercantili che verrà assunto per le future determinazioni è quello relativo all'anno 2018 (pressoché costante rispetto a quello registrato nei tre anni precedenti), ripartito in funzione della tipologia di manovra, dello stazionamento, e dalla classificazione della nave seguente tabella.

Sul fondo della tabella è inoltre disponibile una valutazione complessiva del fabbisogno energetico afferente al settore cruise per l'anno in esame, in funzione dei dati forniti dalla Capitaneria di Porto sugli accosti di questa tipologia di navi.

Come si vede gli assorbimenti specifici sono variati di poco nel periodo di monitoraggio (2015 – 2018) alla base del DEASP 2019.

2015

Accosti		Manouvring (2.5% S)	Hotelling (1.5-0.1% S)	Hotelling (0.1% S)	Totale
<i>Nave</i>	<i>Sosta(h)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>
Censita	2.744	224.228	117.141	928.278	1.269.648
Gemella	228	58.793	41.921	82.686	183.401
Stimata	18.378	805.949	391.366	4.785236	5.982.552
TOTALE FABBISOGNO ENERGETICO CARGO					
<i>Nr.</i>	<i>Sosta(h)</i>	<i>Manouvring (kWh)</i>	<i>Hotelling 1 (kWh)</i>	<i>Hotelling 2 (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>
591	36,1	1.088.971	550.429	5.796.201	7.435.601

2016

Accosti		Manouvring (2.5% S)	Hotelling (1.5-0.1% S)	Hotelling (0.1% S)	Totale
<i>Nave</i>	<i>Sosta(h)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>

Censita	3.711	677.780	151.834	1.538.070	2.367.683
Gemella	173	29.345	19.008	162.494	210.848
Stimata	24.001	2.617.656	595.598	9.072.422	12.285.675
TOTALE FABBISOGNO ENERGETICO CARGO					
<i>Nr.</i>	<i>Sosta(h)</i>	<i>Manouvring (kWh)</i>	<i>Hotelling 1 (kWh)</i>	<i>Hotelling 2 (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>
716	38,9	3.324.781	766.440	10.772.986	14.864.206

2017

Accosti		Manouvring (1.5% S)	Hotelling (1.5-0.1% S)	Hotelling (0.1% S)	Totale
<i>Nave</i>	<i>Sosta(h)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>
Censita	1.141	223.307	49.065	340.250	612.622
Gemella	245	57.110	35.097	329.106	421.312
Stimata	24.089	3.028.195	805.953	9.876.223	13.710.371
TOTALE FABBISOGNO ENERGETICO CARGO					
<i>Nr.</i>	<i>Sosta(h)</i>	<i>Manouvring (kWh)</i>	<i>Hotelling 1 (kWh)</i>	<i>Hotelling 2 (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>
748	34,1	3.308.612	890.115	10.545.578	14.744.305

2018

Accosti		Manouvring (1.5% S)	Hotelling (1.5-0.1% S)	Hotelling (0.1% S)	Totale
<i>Nave</i>	<i>Sosta(h)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>
Censita	1.379	312.271	103.636	971.421	1.387.329
Gemella	290	94.234	33.878	267.603	395.715
Stimata	17.155	3.584.257	822.612	9.912.900	14.319.768
TOTALE FABBISOGNO ENERGETICO CARGO					
<i>Nr.</i>	<i>Sosta(h)</i>	<i>Manouvring (kWh)</i>	<i>Hotelling 1 (kWh)</i>	<i>Hotelling 2 (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>
774	28,2	3.990.762	960.126	11.151.924	16.102.812

Preso come riferimento il valore indicato nel DEASP 2019, l'esercizio delle navi scalanti il porto di Civitavecchia necessita della continua produzione di energia termica, che in base ai dati di letteratura ed alle ispezioni effettuate a bordo, che comporta mediamente una maggiorazione del 7% del fabbisogno di energia elettrica.

Pertanto, il fabbisogno energetico delle navi mercantili scalanti il porto di Civitavecchia è stato stimato nella misura appresso riportata:

÷ elettrico, 16.102.812 kWh;

÷ termico, 1.127.197 kWh;

÷ totale, 17.230.009 kWh.

6.6 Mezzi di terra connessi a navi mercantili (carga *land-side*)

Per quanto inerente al consumo *land-side*, possiamo affermare che questo, come per i casi precedenti, si va a comporre da vari sottoconsumi, riconducibili a tutte quelle attività correlate al carico/scarico delle merci e dei materiali quindi nello specifico tra cui ricordiamo le più specifiche quindi: il consumo delle gru, dei camion, delle ralle e di tutti i consumi necessari a poter spostare materiali solidi e liquidi dal terra verso nave e viceversa.

Il fabbisogno energetico totale derivante dalla mobilità *land-side* associata a tale categoria di traffico navale è suddivisibile come, pressoché costanti nei 4 anni di riferimento:

- ÷ oli minerali (S.P.M. – terminale off-shore): 84.492 kWh (già incluse in fabbisogno elettrico rete);
- ÷ terminal container (R.T.C. S.p.A.): 537.6.172 kWh (già incluse in fabbisogno elettrico rete);
- ÷ gru elettriche (R.T.C. S.p.A.): 387.639 kWh (già incluse in fabbisogno elettrico rete);
- ÷ gru diesel (G.T.C. S.r.l.): 1.215.138 kWh;
- ÷ auto nuove in polizza: 39.173 kWh;
- ÷ rinfuse solide: 116.935 kWh;
- ÷ rinfuse liquide: 16.563 kWh
- ÷ altre categorie merceologiche non riconducibili ad altre categorie omogenee, 1.527 kWh.

Per gli scenari futuri non viene più considerato il terminale carbonifero, vista l'intenzione di Enel produzione di riconvertire a gas metano la centrale attualmente alimentata a carbone.

6.7 Fabbisogno navi residenti

Per quanto concerne le navi residenti, con questo termine andiamo a descrivere le imbarcazioni che escono dal porto per poi rientrarvi in giornata, con posto fisso, ovvero tutte le navi che esercitano le loro funzioni all'interno di una zona definita e che sono autorizzate a prestare tale attività all'interno di questo in quanto iscritte nel "compartimento marittimo di Civitavecchia", non sono state considerate le imbarcazioni da diporto (per la frammentarietà dei dati e per lo scarso assorbimento energetico associato: nel 2015 ancora non erano ancora entrate in funzione le banchine del porto storico dedicate ad ospitare navi da diporto).

La sezione è composta da:

- ÷ rimorchiatori
- ÷ bettoline
- ÷ pescherecci

I cui fabbisogni energetici sono stati analizzati in maniera analoga alle navi scalanti.

6.7.1 Rimorchiatori

Nell'area portuale operano anche i cosiddetti rimorchiatori ovvero imbarcazioni a motore caratterizzate da dimensioni ridotte e motori molto potenti capaci di esprimere notevoli potenze in ragione dello sforzo da sostenere, difatti la loro funzione specifica è quella di attuare manovre di traino, spinta, accompagnamento delle navi nell'ambito dei servizi tecnico nautici dei porti, questi vengono difatti utilizzati al fine di guidare le manovre di attracco delle navi o di accompagnamento di queste verso il mare aperto.

Al fine di rendere sicuri i diversi traffici ospitati, nel porto di Civitavecchia sono presenti all'interno non vengano più chiamati all'opera per ogni nave scalante il porto. Il fabbisogno associato all'attività dei rimorchiatori operanti nel porto di Civitavecchia viene valutato in 1.587.504,8 kWh.

6.7.2 Bettoline

La bettolina è una nave di piccole dimensioni, che può o meno essere fornita di un sistema di propulsione autonomo, che effettua un servizio di trasporto di merci o liquidi, solitamente carburanti verso navi più grandi in ambito portuale. Può essere una piccola chiatta rimorchiata ma è più spesso un natante dotato di propulsione a bordo

Il fabbisogno associato all'attività dei rimorchiatori operanti nel porto di Civitavecchia viene valutato in 259.510 kWh.

6.7.3 Pescherecci

All'interno del porto di Civitavecchia operano, oltre alle altre categorie prima menzionate anche 29 imbarcazioni da pesca, così suddivise in base al sistema di pesca:

Sistema di pesca	N° di imbarcazioni impegnate	Giorni lavorativi/anno
Polivalente	6	130
Piccola pesca	4	130
Strascico	19	200

Come evidenziato nelle tabelle seguenti, i segmenti definiti “piccola pesca” e “polivalente” sono costituiti da imbarcazioni con dimensioni e motorizzazioni variabili (a seconda dell'attrezzo e della tecnica di pesca impiegati), mediamente molto inferiori rispetto alla pesca a strascico. Tale compartimento, è composto da 16 imbarcazioni caratterizzate da una stazza lorda considerevole e da una potenza nominale installata, in media di 300 kW.

POLIVALENTE E PICCOLA PESCA				
Sistema	G.T. (TSL)	LOA(m)	Power (kW)	N° imbarcazioni
Polivalente	13,7	13,97	147,3	6
Piccola pesca	4,75	8,96	78,53	4

Di seguito si riporta la composizione della flotta che effettua pesca con reti “a strascico”.

STRASCICO					
Built	Matricola	Nome	G.T. (TSL)	Power (kW)	Consumo (l/g)
1985	CV2244	Camilla	27	162,00	400,00
1993	CV2168	Fortunata	41	221,00	500,00
1984	CV2148	Vincenzo Padre	50	206,00	500,00
1992	CV2159	Oscar	50	199,00	600,00
1985	CV2088	Santa Fermina	37	294,20	500,00
1983	CV2022	Lida Assunta	39	198,50	500,00
2007	CV2285	Ulderico II	21	183,8 0	800,00
1994	CV2246	Padre Pio	40	125,00	500,00
1995	CV2176	Madre Carmine	38	283,00	600,00

1958	CV2113	Angelo II	47	412,00	1.000,00
1989	CV2172	Nuovo Ciclone	67	147,00	800,00
1962	CV1997	Leone Marco	61	140,00	600,00
2009	CV2279	Crescenzo I	65	213,24	700,00
1968	CV1998	SS. Trinità	69	450,00	700,00
2007	CV2255	Arcangelo	99	872,00	1000 / 1200
1983	CV2032	SS. Annunziata	135	773,00	1000 / 1200

Le imbarcazioni destinate alla pesca a strascico lavorano mediamente 200 giorni/annui, mentre i comparti “polivalente” e “piccola pesca” circa 130. Tutte le imbarcazioni impiegano approssimativamente 30 minuti ad entrare ed uscire dal porto, utilizzando i motori a circa il 65% della loro potenza nominale. Tali indicazioni hanno permesso di attribuire alle attività di pesca svoltesi nel porto di Civitavecchia nel corso del 2015 un fabbisogno energetico di circa 374.431 kWh.

6.8 Fabbisogno apparati mobili

Nel computo del fabbisogno energetico del porto, una componente che potrebbe sembrare non molto incidente ma che in realtà si dimostra esserlo è il consumo degli apparati mobili che, suddividendoli in diversi sottosistemi che andiamo di seguito ad elencare:

6.8.1 Imbarco/sbarco autovetture nuove

Nel porto di Civitavecchia, oltre ai traffici legati a rinfuse solide e liquide è presente anche un traffico relativo alle auto in polizza, ovvero le auto nuove in vendita, che vengono sbarcate o imbarcate dai terminal adibiti e stoccate in aree di parcheggio attrezzate extra portuali, situate a circa un 1 km di distanza dagli stessi e raggiunte direttamente a bordo dei veicoli in esame dal personale apposito.

Nel computo del fabbisogno per tale settore si valuta pertanto il consumo dei mezzi per arrivare all'area di stoccaggio, data la distanza diversa tra i vari settori di stoccaggio si prende una media di 1km percorso dal veicolo per raggiungere lo stoccaggio.

Tale traffico, nell'anno 2015, ha interessato un numero di auto in polizza pari a 201.664. Quindi dal numero di auto, dalla distanza percorsa e da una stima del consumo medio è stato possibile calcolare il fabbisogno energetico totale di tali autovetture che è pari a 39.173 kWh.

6.8.2 Trasporto pubblico portuale

La mobilità dei passeggeri all'interno del Porto di Civitavecchia è assicurata dal servizio gratuito di bus navetta forniti da Port Mobility S.p.A., in esclusiva per l'Autorità Portuale. Tale servizio è disponibile per i passeggeri che sbarcano dalle navi traghetto fino all'uscita del porto o, su richiesta, sino alla stazione ferroviaria e sino ai parcheggi all'interno del porto ad essi riservati, dove si lasciano in sosta le proprie auto. Inoltre, le navette sono disponibili per tutti i passeggeri, che debbano raggiungere le navi traghetto ed il terminal biglietteria (T1). Il fabbisogno energetico relativo al 2015 degli shuttle bus è pari a 394.625 kWh.

6.8.3 Mobilità auto di servizio autorità portuale

L'Autorità Portuale ha in dotazione n. 5 auto modello Panda, marca FIAT, motore 1.3 multijet, di cui una è in servizio al porto di Gaeta. La percorrenza annua di tali mezzi è facilmente desumibile, infatti, gli operatori dell'ente portuale che usufruiscono di tali vetture sono tenuti al loro rientro in sede a comunicare il chilometraggio della macchina, confrontando tali tabulati e con una semplice differenza sarà possibile conoscere il numero di km percorsi da ciascuno dei mezzi e quindi il totale dei km percorsi dalle auto di servizio dell'Autorità portuale.

Viene di seguito riportata la tabella nella quale vengono riportati i km percorsi da ogni singola autovettura di servizio dell'Ente nel 2015, ritenuto costanti anche negli anni successivi.

Targa	1° gennaio	31 dicembre	Percorrenza (km)
EF713RY	47.609	54.271	6.662
EF714RY	40.137	56.014	15.877
EF715RY	45.199	53.125	7.926
EF716RY	43.375	47.598	4.223
EF717RY	33.509	37.444	3.935
totale			38.623

Tali auto, nell'anno 2015, hanno percorso 38.623 km, per cui, considerando un consumo medio di 15 km/l, un totale di 2575 l di gasolio consumato da cui si desume un fabbisogno energetico totale di 10.003 kWh, per un consumo di energia al km di 0,259 kWh/km.

6.8.4 Mobilità operatori portuali

Oltre ai mezzi fin qui descritti, circolano nel porto di Civitavecchia le auto degli operatori portuali che lavorano all'interno di esso, e per questo sono munite di autorizzazione specifica (permessi di ingresso) rilasciata dall'Autorità Portuale.

È stato stimato che, relativamente al 2015, le autorizzazioni per l'accesso al porto di Civitavecchia riservate al personale sono state circa 1000.

Stimando 15 km giornalieri per ogni singola autorizzazione con un consumo di 15 km/l e con una frequenza lavorativa media di 160 giorni, si ottiene un fabbisogno energetico annuale afferente a questo specifico settore valutabile in 621.600 kWh.

6.8.5 Gru diesel

All'interno del porto operano 8 gru diesel, utilizzate per il carico e scarico di merci alla rinfusa e containerizzate. Il fabbisogno energetico associato a questa tipologia di utenti è pari a circa 1.650.000 kWh.

6.8.6 Locomotive

Le merci destinate ed in arrivo dalle acciaierie di Terni sono trasportate da vagoni ferroviari. I binari ferroviari portuali non sono elettrificati e pertanto la movimentazione dei convogli ferroviari all'interno del porto avviene con locomotive diesel, con un fabbisogno energetico annuale afferente a questo specifico settore valutabile in circa 500.000 kWh.

7. TRAFFICI E FABBISOGNI ENERGETICI PREVISTI

Nel DEASP 2019 è riportato il monitoraggio degli assorbimenti energetici registrati nel 2018 delle diverse utenze energetiche del porto riassunte nel precedente capitolo, nonché i traffici delle 4 matrici merceologiche omogenee che si è deciso di utilizzare quali indicatori dell'andamento del carbon footprint in base al quale verificare l'efficacia degli interventi correlati alla decarbonizzazione dei traffici portuali.

L'emergenza pandemica 2020, e il successivo sviluppo normativo teso a decarbonizzare l'intero sistema energetico comunitario, richiedono che vengano ridefiniti gli scenari energetici e commerciali indicati nel DEAP 2019, e che sono appresso riassunti.

7.1 La dismissione della centrale a carbone dell'ENEL di TVN

Il porto di Civitavecchia potrà intercettare tutto il potenziale dei traffici commerciali che vanno a servire l'intera economia dell'Italia centrale solo se verrà realizzata la Darsena Mare Nostrum (DMN), nell'ambito nord del Porto e di cui il già esistente molo carbonifero, a servizio della centrale dell'ENEL di Torrevadalis Nord (TVN), costituisce il molo di sottoflutto (a cui si aggiunge anche il molo secondario per lo sbarco di altri prodotti, tipo il gesso).

La DMN andrà in particolare, come da PRP, a servire tre importanti comparti in grado di rilanciare l'economia locale e l'occupazione. Si tratta segnatamente: del settore energetico (con la realizzazione di accosti petroliferi sul banchinamento interno del soprattutto, che potrebbe ospitare anche serbatoi criogenici per il GNL/GPL e un polo dell'idrogeno verde); di quello cantieristico navale (attraverso la possibilità di realizzazione di un bacino di carenaggio) e infine del settore relativo alla movimentazione-di merce alla rinfusa e containerizzata sulla banchina di riva.

A tale ultimo riguardo la realizzazione della DMN potrebbe consentire al porto di Civitavecchia di intercettare il consistente volume di container "lazionali" che è pari a circa 800.000 di TEU (tenuto conto che l'attuale ed unico terminal container ha una capacità di circa 250.000 TEU).

Con la prossima dismissione della centrale dell'ENEL (prevista nell'anno 2023), non solo il molo carbonifero potrà essere destinato alla ricezione di altre merci solide, ma anche altre strutture ed impianti dell'ENEL (seppur esterne all'ambito demaniale marittimo di competenza di questa AdSP), utilizzate nel passato per lo stoccaggio (oramai dismesso) dei combustibili liquidi, potranno essere destinate per fini industriali o logistici (ad esempio gli impianti di stoccaggio che potrebbero diventare depositi doganali). Tale conversione è peraltro in linea con il recente programma che l'ENEL ha inteso realizzare attraverso la nuova società ENEL Logistics Srl, il cui amministratore unico, dott. Andrea Angelino, ha recentemente (V. intervista su ShipMag del 22 settembre 2020) espresso interesse a sviluppare a Civitavecchia, analogamente a quanto ENEL Logistics sta facendo presso le aree dismesse del porto di La Spezia e di Livorno, "un importante hub logistico in centro Italia" in considerazione del fatto che a Civitavecchia vi sono "aree disponibili di grandi dimensioni" tali da "poter costituire le cosiddette banchine lunghissime con l'attivazione di corridoi doganali ubicati in zone portuali e retroportuali".

Dalle interlocuzioni avute con ENEL Logistics è emerso che lo sviluppo che tale società ha in mente a Civitavecchia è quello di una logistica integrata in cui vengano realizzate alcune produzioni (anche finali) nelle aree dismesse di ENEL o in altre aree portuali. La creazione di una Zona Franca Doganale favorirebbe senz'altro il convincimento da parte di ENEL Logistics sull'opportunità di avviare al più presto tali iniziative anche a Civitavecchia. E' tuttavia fondamentale che l'AdSP conduca nelle prossime settimane e mesi un'azione di coordinamento e di impulso insieme ad Unindustria, la Camera di Commercio ed eventualmente insieme a talune banche (come la stessa CdP) per individuare quali possibili produzioni (anche legate alla cantieristica navale o a settori del tutto nuovi per il porto), possono essere insediate a Civitavecchia, e segnatamente all'interno della DMN, in chiave sinergica con ENEL Logistics.

Tale approccio è inoltre in linea con il Piano per il rilancio presentato a giugno scorso agli Stati Generali presieduti dal dott. Colao, di cui la 39ma scheda (delle 102) dedicata ai "porti e ferrovie" prevede come azione per lo sviluppo della logistica la conversione di "aree portuali in disuso (e.g. siti Enel produzione) in zone economiche speciali e zone di logistica semplificata per svolgere attività legate ai depositi doganali".

Il progetto potrebbe quindi beneficiare del fondo europeo denominato *Just Transition Fund* destinato ad accompagnare i processi di transizione energetica da fonti fossili verso fonti energetiche alternative e rinnovabili.

A tale riguardo sarà tuttavia anche importante conoscere l'intendimento del Governo e della Regione Lazio rispetto alle diverse proposte (presentate in particolare da associazioni della società civile) alternative al progetto (già in atto) di riconversione a gas della centrale di Torre Valdaliga (ovvero sempre con combustibili fossili), quale in particolare l'idrogeno da fonti rinnovabili.

Si fa presente che la DMN è ovviamente anche inserita nel POT 2018/2020 e relativi aggiornamenti annuali nonché, a suo tempo, è stata inclusa tra i progetti presentati dal governo italiano per i finanziamenti dell'EFSI (c.d. Piano Juncker), ricevendo un favorevole parere nell'istruttoria tecnica condotta dalla BEI.

Si segnala, altresì, che la realizzazione della DMN e delle infrastrutture volte a consentirne l'accessibilità via terra creerà i presupposti per l'integrazione logistica con le aree retroportuali in vista anche della istituenda Zona Logistica Semplificata laziale (ZLS). In particolare, è stata prevista, nell'ambito del complessivo progetto di riassetto ferroviario dello scalo (sviluppato da Italfer e cofinanziato da fondi Europei), la realizzazione di un fascio binari direttamente connesso con la linea ferroviaria tirrenica che costeggerà la darsena e che consentirà l'arrivo in banchina di treni da 650 metri, con possibilità di arrivare a formare treni da 750 metri nel fascio portuale.

La mancata attuazione della DMN, nei modi e nei tempi previsti da parte della società CPC (controllata dal Gruppo Gavio) ex concessionaria della DMN, e la "dismissione" (anzitempo) del sopra citato molo carbonifero determinano un forte impatto sull'attuazione del complessivo Piano Regolatore Portuale, con la conseguente necessità di rivasitazione degli obiettivi di piano al fine di contenere gli effetti negativi sullo sviluppo dell'intera infrastruttura portuale.

Si aggiunga che nonostante la mancata realizzazione dell'opera che avrebbe dovuto eseguire la società CPC, la società ENEL (che è socio di minoranza di CPC) ha beneficiato della concessione demaniale CPC nella misura in cui si è avvalsa delle autorizzazioni ambientali (DEC/VIA DM

6923/2002) medio tempore ottenute dall'Autorità per le necessarie attività di dragaggio relative agli specchi acquei antistanti la banchina carbonifera, oggetto di una diversa concessione solo con ENEL.

Gli effetti della mancata realizzazione della DMN sono oggi acuiti dal processo già in atto di *phasing out* della centrale dell'ENEL (con la prevista conversione a gas) stante il drastico, repentino e significativo calo dell'importazione di carbone (che è passato dai quasi 4 milioni di tonnellate del 2018 alle sole circa 600.000 tonnellate del primo semestre 2020 ovvero con una riduzione pari ad oltre il 70% del traffico previsto), con una più che probabile totale dismissione dell'attività della centrale nel corso del 2023 (la conversione a gas comporterà inoltre l'assenza di funzione per la centrale dell'ENEL dei due moli attuali nonché di diverse strutture dedicate al traffico di carbone, come in particolare i carbonili per lo stoccaggio che hanno una pianta circolare di circa 140 metri di diametro ed una altezza superiore ai 40 metri).

Di fronte a questo scenario attuale e futuro, che sta avendo ripercussioni drammatiche sull'economia dell'intero territorio, nonché su questa AdSP in considerazione dei circa 3 milioni di Euro all'anno in meno di mancati introiti derivanti dalle tasse portuali sul carbone (che rappresenta, infatti, l'85% del volume complessivo delle merci alla rinfusa in questo scalo), sono state avviate già nel 2019, su richiesta dell'intero cluster portuale, interlocuzioni con l'ENEL volte ad identificare, sin da ora, possibili soluzioni alternative all'utilizzo attuale (per lo scarico di carbone) delle banchine in concessione nonché interlocuzioni volte a mitigare le ripercussioni per l'impresa autorizzata ex art.17 comma 2 delle legge 84/94 derivanti dalla forte riduzione delle operazioni di sbarco del carbone. Soltanto in merito a quest'ultimo aspetto sono stati raggiunti ad oggi concreti risultati.

Questa Amministrazione ha inoltre sin da subito esercitato le proprie funzioni di coordinamento provvedendo ad informare il Ministero competente oltre alla Regione Lazio ed al Ministero dello Sviluppo Economico della situazione critica di cui sopra, richiedendo l'istituzione di un tavolo di crisi evidenziando anche gli impegni assunti dall'ENEL relativamente alla costruzione della DMN (vedi nota prot. 10827 del 02/09/2019 e nota prot. 2218 del 18/02/2020).

Appare evidente come alla luce di quanto sopra esposto è stato richiesto un intervento istituzionale che miri a condurre la trattativa con Enel in un ambito di reciproca sostenibilità in grado di scongiurare la perdita di posti di lavoro e possibili tensioni sociali in un contesto di difficoltà fortemente acuito dalle conseguenze determinate dall'emergenza sanitaria in corso.

In disparte le eventuali soluzioni che questa amministrazione auspica possano essere identificate a breve con la fattiva cooperazione dell'ENEL, a cui si unisce oggi anche ENEL Logistics, è evidente che tali soluzioni potranno solo attenuare l'impatto negativo derivante, come sopra evidenziato, dalla significativa progressiva riduzione e conseguente cessazione dell'importazione di carbone nel porto di Civitavecchia.

Al fine di poter far fronte in maniera efficace a questa complessa situazione negativa e compensare le perdite, già purtroppo evidenti, economiche ed occupazionali, sarà invece necessario intensificare gli sforzi del Governo per lo sviluppo infrastrutturale del porto attraverso in particolare il sostegno finanziario alla realizzazione almeno delle c.d. opere "fredde" (dragaggi; viabilità viaria e ferroviaria

etc.) della DMN, di cui il pontile carbonifero dell'ENEL (che funge da molo di sottoflutto) è tuttora strutturalmente parte integrante.

Un punto di forza del progetto della DMN risiede comunque nella sua intrinseca flessibilità. Difatti le destinazioni funzionali previste per la banchina di riva contemplano tanto la destinazione commerciale quanto quella produttiva (industriale). Attualmente anche con il supporto della Cassa Depositi e Prestiti si sta sviluppando un'analisi degli scenari di mercato al fine di ricollocare la futura DMN nel panorama nazionale della portualità.

Data l'illustrata estrema rilevanza della DMN in chiave di sviluppo della componente commerciale ed energetica del porto di Civitavecchia, si auspica che essa possa ora beneficiare di contributi a fondo perduto attraverso le risorse europee di cui al Recovery Fund.

Si segnala che da ultimo che la società So.De.Co. Spa, che è in possesso del 10% delle quote della società CPC (e che ha sempre contestato l'arbitrato avviato dal socio di maggioranza), ha ribadito l'interesse a realizzare una parte della DMN e segnatamente il pontile petrolifero che funge da molo di sopraflutto della darsena. La So.De.Co. è attualmente concessionaria della boa petrolifera distante qualche miglio del porto di Civitavecchia, boa che potrebbe però fra qualche anno non essere più operativa. Questo aspetto, unitamente al fatto che la società So.De.Co. ha acquisito recentemente dall'ENI l'oleodotto che collega il porto di Civitavecchia con Fiumicino, ha determinato il forte interesse di tale società alla realizzazione del già menzionato pontile.

7.2 Scali registrati 2015 – 2020

La composizione degli scali riferita al periodo 2015 – 2018 è stata confermata anche nel 2019 (3.159 accosti). Appresso si riporta una sintesi degli scali registrati (suddivisi per tipologia di nave, ed indicazione della relativa stazza media in TSL). Nel 2020 si è registrato un notevole calo dei traffici causato dall'emergenza Covid-19 (2.107 accosti).

Anno	Cruise		Ferry		Cargo	
	<i>Scali</i>	<i>Stazza</i>	<i>Scali</i>	<i>Stazza</i>	<i>Scali</i>	<i>Stazza</i>
2015	794	85.381	1.352	39.941	591	27.244
2016	830	84.390	1.514	38.727	722	28.804
2017	729	88.661	1.581	39.961	748	29.707
2018	758	94.118	1.667	35.172	774	33.156

Nel 2020 si è registrato un notevole calo degli accosti causato dall'emergenza Covid-19 (2.107 accosti), in particolare dal marzo 2020 gli scali crocieristici si sono quasi azzerati, mentre per alcuni mesi anche il traffico cabotiero è stato pressoché nullo.

Anno	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Scali	2.737	3.066	3.058	3.199	3.159	2.107

Si prevede che l'emergenza pandemica, soprattutto per quanto attiene al traffico passeggeri, comporterà una riduzione (rispetto ai valori ante 2020) degli scali nel prossimo biennio di circa il 15%.

7.3 Traffici registrati 2015 – 2020

L'andamento nel periodo 2015 – 2018 è stato confermato anche nel 2019, mentre nel 2020 si è registrato un drammatico calo dei traffici causato dall'emergenza Covid-19. Appresso si riporta una sintesi dei volumi di traffico del periodo, suddivisa in base alle 4 matrici merceologiche omogenee oggetto del DEASP.

Anno	Pax cruise	Pax ferry	Merci ferry	Merci cargo
2015	2.271.652	1.537.907	4.598.655	6.857.820
2016	2.339.676	1.877.502	4.886.409	7.019.496
2017	2.204.336	1.959.034	5.034.820	6.813.897
2018	2.441.335	1.804.145	5.304.815	5.924.953
2019	2.652.403	1.804.201	5.561.631	4.010.160
2020	206.967	962.394	4.559.873	3.469.792

Si prevede che l'emergenza pandemica, soprattutto per quanto attiene al traffico passeggeri, comporterà una riduzione della capacità di carico, pertanto si prevede che il livello medio di saturazione della capacità di carico per i passeggeri sarà pari al 50%, mentre quella relativa alle merci caricate/scaricate a Civitavecchia è posto pari al 60%.

7.4 Prospettive sviluppo traffico crocieristico

L'emergenza pandemica spinge a riconsiderare integralmente tutti gli scenari trasportistici finora considerati: si prevede che solo nel 2022 l'emergenza pandemica verrà completamente superata.

Nel 2019, si è assistito ad un notevole incremento del traffico crocieristico (numero di passeggeri) anche se il numero degli scali delle navi associate è diminuite: ciò a causa del "gigantismo" navale che rende sempre più efficiente tale sistema di trasporto.

Anche i fabbisogni energetici assoluti delle navi da crociera si sono mantenuti pressoché costanti a seguito del sempre più diffuso ed efficace efficientamento energetico di questa tipologia di nave.

Sulla scorta di questi presupposti si riporta lo scenario associato per questa tipologia di traffico fino alla sua completa decarbonizzazione prevista per il 2050.

Sono previsti due scenari intermedi, in funzione dell'attuazione dell'accordo vincolante IMO del 23.10.2020 (2030), e della prevista completa decarbonizzazione di molte attività in funzione delle prescrizioni comunitarie che renderanno disponibili nuove efficaci tecnologie decarbonizzanti che potranno essere trasfuse al comparto marittimo e che sicuramente incideranno sul comparto terrestre associato a tali traffici.

Pertanto, sono previsti i seguenti scenari:

- ÷ 2022, superamento emergenza pandemica
- ÷ 2030, attuazione accordo vincolante IMO del 23.10.2020
- ÷ 2040, decarbonizzazione comparto terrestre
- ÷ 2050, decarbonizzazione settore.

Le stime di stockapps.com per il 2021 sull'entrate generate dalle crociere nel mondo sono un chiaro indizio di una ripresa ancora faticosa: 6,6 miliardi di dollari quest'anno ma siamo sempre

lontanissimi dal trend record del 2019 che tradotto in cifre significa un calo del 77% rispetto all'epoca pre-covid.

Nell'approfondimento pubblicato da traveldailynews.com che ha preso spunto dal focus di statista.com si sottolinea come il bilancio mondiale dell'intero comparto sia stato disastroso a causa della pandemia: appena 3,3 miliardi di dollari hanno portato ossigeno alle compagnie nel 2020, troppo poco rispetto ai 27,4 miliardi del 2019 (-88%). Inevitabile una ripartenza a regime ridotto ma con la speranza di mettere nel mirino i livelli pre covid nel 2024 dove secondo statista.com i ricavi dei player crocieristi dovrebbero salire a oltre 30 miliardi di dollari.

L'analisi sulle entrate è la diretta conseguenza della flessione vertiginosa dei passeggeri. Infatti, nel 2019, quasi 29 milioni di persone in tutto il mondo hanno scelto le compagnie di crociera per le loro vacanze. L'anno scorso appena 3,4 milioni. Si prevede un recupero a 6,7 milioni nel 2021 ma siamo di fronte, comunque, ad una contrazione impressionante del 76% in appena 24 mesi. Analizzati i dati per area geografica, gli Stati Uniti rappresentano la più grande industria crocieristica del mondo: quest'anno gli USA dovrebbero 'produrre' circa 2,8 miliardi di dollari di entrate, il 78% in meno rispetto al 2019. Mentre il mercato tedesco, il secondo più grande a livello globale, raggiungerà gli 830 milioni di dollari nel 2021: un deciso passo indietro in confronto ai 2,8 miliardi di dollari prima dell'arrivo della pandemia. Nel Regno Unito si ipotizzano 650 milioni di dollari nel 2021, una goccia nel mare dei 2,4 miliardi del 2019.

7.4.1 Traffici

Nel corso del 2019, il traffico crocieristico del porto di Civitavecchia ha raggiunto il suo massimo storico con 2.652.403 pax. Si prevedeva che nel corso del 2020 si sarebbe raggiunto un volume di traffico prossimo ai tre milioni di crocieristi.

Tenendo conto di quanto sopra indicato, si ipotizza che nel 2022 si ritornerà ad avere un numero di passeggeri crocieristi pari a quello del 2018 (2.650.000), e che a partire da tale data si avrà un incremento annuo costante pari al 3% fino al 2030, e dell'1% per gli anni seguenti.

Numero	2022	2030	2040	2050
Pax cruise	2.650.000	3.350.000	3.700.000	4.000.000

7.4.2 Fabbisogno energetico

Durante l'ultimo biennio sono state messe in servizio sulla rotta di Civitavecchia nuove moderne navi aventi le seguenti caratteristiche comuni:

- ÷ maggiore capacità di carico unitaria (gigantismo navale);
- ÷ minore fabbisogno energetico unitario (efficientamento energetico);
- ÷ minore emissione unitaria (decarbonizzazione).

In conseguenza di queste caratteristiche, nel corso del 2019 il fabbisogno energetico associato a tale tipologia di traffico è stata inferiore a quella del 2018, malgrado un aumento dell'8.8% del numero di passeggeri.

Pertanto, si stima che nel 2022 si avrà un fabbisogno energetico del comparto inferiore a quello del 2018. Tale fabbisogno è previsto crescere del 5% al 2030, come anche nel 2040 e 2050.

MWh	2022	2030	2040	2050
Utenze AdSP	285	300	320	340

Utenze reti	4.860	5.100	5.360	5.630
Mezzi mobili	770	800	840	880
Navi residenti	1.080	1.130	1.190	1.250
Navi cruise	71.000	74.550	78.280	82.190
totale	77.995	81.880	85.990	90.290

All'aumento del fabbisogno energetico non sarà associato un aumento delle emissioni di GHG in funzione del mix energetico che l'armamento utilizzerà per soddisfare gli obblighi di legge e le proprie politiche commerciali già indirizzate verso la completa decarbonizzazione dei traffici.

7.5 Prospettive sviluppo traffico cabotiero

L'emergenza pandemica spinge a riconsiderare integralmente tutti gli scenari trasportistici finora considerati: si prevede che solo nel 2022 l'emergenza pandemica verrà completamente superata.

Nel 2019, si è assistito ad un notevole incremento del traffico cabotiero (numero di passeggeri) con un correlato aumento del numero degli scali di tale tipologia di navi.

I fabbisogni energetici assoluti delle navi traghetto sono aumentati in conseguenza della tipologia di navi impiegate: si tratta di navi di vecchia concezione non dotate di sistemi di contenimento delle emissioni (sia in termini di efficienza energetica che in termini di apporto emissivo).

Sulla scorta di questi presupposti si riporta lo scenario associato per questa tipologia di traffico fino alla sua completa decarbonizzazione prevista per il 2050.

Sono previsti due scenari intermedi, in funzione dell'attuazione dell'accordo vincolante IMO del 23.10.2020 (2030), e della prevista completa decarbonizzazione di molte attività in funzione delle prescrizioni comunitarie che renderanno disponibili nuove efficaci tecnologie decarbonizzanti che potranno essere trasfuse al comparto marittimo e che sicuramente incideranno sul comparto terrestre associato a tali traffici.

Pertanto, sono previsti i seguenti scenari:

- ÷ 2022, superamento emergenza pandemica
- ÷ 2030, attuazione accordo vincolante IMO del 23.10.2020
- ÷ 2040, decarbonizzazione comparto terrestre
- ÷ 2050, decarbonizzazione settore.

7.5.1 Traffici

Nel corso del 2019, il traffico passeggeri del porto di Civitavecchia si è mantenuto costante rispetto agli anni passati e pari a 1.804.201 pax. Si prevedeva che nel corso del 2020 si sarebbe registrato un aumento del volume di traffico prossimo superiore al 5%.

Tenendo conto di quanto sopra indicato, si ipotizza che nel 2022 si ritornerà ad avere un numero di passeggeri pari a quello del 2018 (1.800.000), e che a partire da tale data si avrà un incremento annuo costante pari al 5% fino al 2040.

Numero	2022	2030	2040	2050
Pax traghetti	1.800.000	2.660.000	4.330.000	4.500.000

Nel corso del 2019, il traffico delle merci trasportate da traghetti ha raggiunto il suo massimo storico con 5.561.631 tonnellate. Si prevedeva che nel corso del 2020 si sarebbe raggiunto un volume di traffico prossimo ai sei milioni di tonnellate.

Tenendo conto di quanto sopra indicato, si ipotizza che nel 2022 si ritornerà ad avere un volume di merci pari a quello del 2018 (5.500.000), e che a partire da tale data si avrà un incremento annuo costante pari al 3% fino al 2050.

Tonnellate	2022	2030	2040	2050
Merchi traghetti	5.500.000	6.900.000	9.200.000	12.000.000

7.5.2 Fabbisogno energetico

Durante il prossimo triennio è previsto che vengano messe in servizio sulla rotta di Civitavecchia nuove navi aventi le seguenti caratteristiche comuni:

- ÷ maggiore capacità di carico unitaria (gigantismo navale);
- ÷ minore fabbisogno energetico unitario (efficientamento energetico);
- ÷ minore emissione unitaria (decarbonizzazione).

Pertanto, si stima che nel 2022 si avrà un fabbisogno energetico del comparto pressoché uguale a quello del 2018, ed in conseguenza di queste caratteristiche, si prevede che il fabbisogno energetico delle navi traghetto cresca in maniera costante del 3% fino al 2030, e del 1% fino al 2050.

MWh	2022	2030	2040	2050
Utenze AdSP	1.230	1.560	1.720	1.900
Utenze reti	5.110	6.470	7.150	7.900
Mezzi mobili	1.390	1.760	1.940	2.140
Navi residenti	860	1.090	1.200	1.330
Navi traghetto	42.800	54.220	59.890	66.160
totale	51.390	65.100	71.900	79.430

All'aumento del fabbisogno energetico non sarà associato un aumento delle emissioni di GHG in funzione del mix energetico che l'armamento utilizzerà per soddisfare gli obblighi di legge e le proprie politiche commerciali già indirizzate verso la completa decarbonizzazione dei traffici.

7.6 Prospettive sviluppo traffico mercantile

Il traffico merci del porto di Civitavecchia è stato finora legato alla fornitura di combustibile alle centrali termoelettriche che si affacciano sul bacino portuale. La centrale gestita da Tirreno Power Spa (TVS) già da anni non ha alcuna interferenza con i traffici portuali, mentre quella gestita da Enel Produzione Spa (TVN) che per anni ha costituito oltre il 70% del volume delle merci movimentate, si ipotizza (in funzione del programma di dismissione delle centrali a carbone) che a partire dal 2023 non avrà alcuna ricaduta sui traffici portuali. Pertanto, i dati relativi alle rinfuse solide indicate nel DEASP 2019 perdono di valore ai fini del presente documento.

7.6.1 Traffici

Si ipotizza che nel 2022 i traffici mercantili saranno pesantemente ridimensionati rispetto a quelli indicati nel DEASP 2019. Tali traffici sono previsti aumentare di circa il 5% annuo fino al 2030, e di oltre il 10% annuo fino al 2040 in conseguenza della realizzazione delle nuove importanti

infrastrutture dedicate esclusivamente a tali traffici, e proseguire con un tasso di crescita di circa il 3% nel decennio successivo.

Tonnellate	2022	2030	2040	2050
Merci mercantili	3.200.000	4.730.000	12.270.000	16.500.000

Sono previsti due scenari intermedi, in funzione dell'attuazione dell'accordo vincolante IMO del 23.10.2020 (2030), e della prevista completa decarbonizzazione di molte attività in funzione delle prescrizioni comunitarie che renderanno disponibili nuove efficaci tecnologie decarbonizzanti che potranno essere trasfuse al comparto marittimo e che sicuramente incideranno sul comparto terrestre associato a tali traffici.

Pertanto, sono previsti i seguenti scenari:

- ÷ 2022, superamento emergenza pandemica
- ÷ 2030, attuazione accordo vincolante IMO del 23.10.2020
- ÷ 2040, decarbonizzazione comparto terrestre
- ÷ 2050, decarbonizzazione settore.

7.6.2 Fabbisogno energetico

Durante il prossimo triennio è previsto che vengano messe in servizio sulla rotta di Civitavecchia nuove navi aventi le seguenti caratteristiche comuni:

- ÷ maggiore capacità di carico unitaria (gigantismo navale);
- ÷ minore fabbisogno energetico unitario (efficientamento energetico);
- ÷ minore emissione unitaria (decarbonizzazione).

Si stima che nel 2022 si avrà un fabbisogno energetico del comparto pressoché uguale a quello del 2018, ed in conseguenza delle caratteristiche sopra indicate, si prevede che il fabbisogno energetico delle navi mercantili cresca in maniera costante del 3% fino al 2050.

A partire dal 2022, si prevede una flessione dell'assorbimento delle navi residenti in funzione del ridotto uso dei rimorchiatori presso il pontile carbonifero di TVN.

MWh	2022	2030	2040	2050
Utenze AdSP	535	680	910	1.220
Utenze reti	2.190	2.770	3.720	5.000
Mezzi mobili	2.640	3.340	4.490	6.030
Navi residenti	2.360	1.990	2.670	3.590
Navi traghetto	17.100	21.660	29.110	39.120
totale	24.825	30.440	40.900	54.960

All'aumento del fabbisogno energetico non sarà associato un aumento delle emissioni di GHG in funzione del mix energetico che l'armamento utilizzerà per soddisfare gli obblighi di legge e le proprie politiche commerciali già indirizzate verso la completa decarbonizzazione dei traffici.

8. PIANIFICAZIONE ENERGETICA

L'obiettivo che si è fissato l'Ente è quello di ridurre di azzerare le emissioni di gas serra associati ai diversi traffici portuali prima del termine fissato dalla vigente normativa comunitaria (2050), in modo da rispettare l'obiettivo di policy che probabilmente verrà adottato dal governo italiano.

Lo scenario delineato dal PNIEC appare superato, e l'obiettivo globale del Documento è quello di garantire una riduzione delle emissioni di CO₂ (misurata attraverso il carbon footprint specifico per ciascuna delle macrocategorie appresso indicate) che sia rispettosa degli obiettivi sopra elencati.

Pertanto, partendo dai risultati del puntuale monitoraggio svolto negli ultimi 5 anni, e dalla suddivisione degli assorbimenti in funzione delle 4 diverse matrici merceologiche omogenee su cui calcolare il carbon footprint è possibile procedere alla stima delle future esigenze energetiche portuali in base alle quali pianificare i prossimi interventi (mirati esclusivamente alla decarbonizzazione dei traffici portuali, contrariamente a quanto indicato nel DEASP 2019).

8.1 Ripartizione fabbisogni per matrice merceologica

I monitoraggi svolti a partire dal 2015 hanno portato a stimare la seguente ripartizione dei fabbisogni energetici inerenti alle quattro matrici merceologiche omogenee del porto oggetto del documento. Appresso si riporta la percentuale di imputazione dei diversi fabbisogni energetici a ciascuna matrice merceologica per il 2022 (da tale anno sarà pienamente operativo l'efficientamento degli impianti di illuminazione pubblica con LED).

SETTORE	UTILIZZATORE	Assorbimento - MWh	Ripartizione
Utenze AdSP Uffici	Pax (cruise)	135	25%
	Pax (ferry)	135	25%
	Merci (ferry)	135	25%
	Merci (cargo)	135	25%
	totale	540	100%
SETTORE	UTILIZZATORE	Assorbimento - MWh	Ripartizione
Utenze AdSP Illuminazione (lampade)	Pax (cruise)	50	10%
	Pax (ferry)	160	30%
	Merci (ferry)	100	20%
	Merci (cargo)	200	40%
	totale	510	100%
SETTORE	UTILIZZATORE	Assorbimento - MWh	Ripartizione
Utenze AdSP Impianti	Pax (cruise)	100	10%
	Pax (ferry)	500	50%
	Merci (ferry)	200	20%
	Merci (cargo)	200	20%
	totale	1.000	100%
SETTORE	UTILIZZATORE	Assorbimento	Ripartizione

Utenze connesse a reti	Pax (cruise)	4.860	40%
	Pax (ferry)	2.800	23%
	Merci (ferry)	2.310	19%
	Merci (cargo)	2.190	18%
	totale	12.160	100%
SETTORE	UTILIZZATORE	Assorbimento - MWh	Ripartizione
Utenze non connesse	Pax (cruise)	770	16%
	Pax (ferry)	720	15%
	Merci (ferry)	670	14%
	Merci (cargo)	2.640	55%
	totale	4.800	100%
SETTORE	UTILIZZATORE	Assorbimento - MWh	Ripartizione
Navi residenti	Pax (cruise)	1.080	25%
	Pax (ferry)	430	10%
	Merci (ferry)	430	10%
	Merci (cargo)	2.360	55%
	totale	4.300	100%
SETTORE	UTILIZZATORE	Assorbimento - MWh	Ripartizione
Navi da crociera	Pax (cruise)	71.000	100%
	Pax (ferry)	0	0%
	Merci (ferry)	0	0%
	Merci (cargo)	0	0%
	totale	71.000	100%
SETTORE	UTILIZZATORE	Assorbimento	Ripartizione
Navi traghetto	Pax (cruise)	0	0%
	Pax (ferry)	23.540	55%
	Merci (ferry)	14.980	35%
	Merci (cargo)	4.280	10%
	totale	42.800	100%
SETTORE	UTILIZZATORE	Assorbimento - MWh	Ripartizione
Navi mercantili	Pax (cruise)	860	5%
	Pax (ferry)	0	0%
	Merci (ferry)	860	5%
	Merci (cargo)	15.380	90%
	totale	17.100	100%

8.2 Fabbisogno utenze intestate all'AdSP

Negli ultimi 6 anni l'ente ha avviato un processo teso a decarbonizzare le attività di istituto dell'Ente, che si può considerare concluso nel 2021.

L'andamento degli assorbimenti energetici è stato e si stima quello appresso indicato suddiviso tra:

÷ fornitura dalla Rete Elettrica Nazionale (R.E.N.);

÷ produzione da impianti FER inerenti all'AdSP.

Fonte	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	2.697	0	0	0	0
FER porto	143	2.050	2.540	2.950	3.460
totale	2.840	2.050	2.540	2.950	3.460

Considerato che è ormai prossimo a concludersi l'intervento inerente alla sostituzione dei copri illuminati con LED è certo che dal 2022 l'assorbimento degli impianti di illuminazione pubblica avranno un minore assorbimento rispetto a quello registrato nel 2019 e previsto in circa 800 MWh.

8.3 Utenze portuali connesse a reti

A seguito della Delibera ARERA 558/2019/eel, a partire dal 01.01.2021 ogni utente portuale connesso a reti elettriche ha la possibilità di contrattualizzare forniture di energia provenienti esclusivamente da FER. Si stima che nel 2025 questa tipologia di fornitura verrà utilizzata dal 20% degli utenti portuali, nel 2030 dal 60%, e da tutti a partire dal 2035 in seguito.

L'andamento degli assorbimenti energetici è stato e si stima quello appresso indicato suddiviso tra:

÷ fornitura dalla Rete Elettrica Nazionale (R.E.N.);

÷ produzione da impianti FER inerenti all'AdSP.

Fonte	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	12.160	10.940	5.740	0	0
R.E.N. - FER	0	1.220	8.600	16.230	18.530
totale	12.160	12.160	14.340	16.230	18.530

8.4 Veicoli terrestri

Le utenze non connesse a reti sono essenzialmente veicoli terrestri che fino al 2019 erano alimentate esclusivamente con gasoli e benzine, è l'unica tipologia di fabbisogno energetico prevista aumentare (da 3.200 MWh a 4.800 MWh) in conseguenza dei nuovi collegamenti ferroviari portuali. Tali veicoli potranno usufruire di combustibili derivati da FER che si ipotizza che coprano circa il 10% entro il 2025, tale tasso di copertura sarà innalzato al 40% entro il 2030; si prevede che i veicoli elettrici (o ibridi) costituiranno il 20% di quelli circolanti in porto entro il 2025, e saranno il 60% a partire dal 2030.

Si stima che fino al 2030, circa il 20% del fabbisogno energetico verrà soddisfatto da metano (GNL/GNC) fossile.

A partire dal 2030 si ipotizza un aumento del traffico ferroviario in conseguenza della disponibilità delle nuove infrastrutture portuali e dell'aumento dei traffici.

L'andamento degli assorbimenti energetici è stato e si stima quello appresso indicato suddiviso tra:

÷ combustibili fossili (Fossili);

÷ Gas Naturale Liquefatto (Fossile);

÷ combustibili green (Green Fuel);

÷ produzione da impianti FER inerenti all'AdSP.

Fonte	2019	2022	2030	2040	2050
Fossili	3.300	2.370	0	0	0
GNL/GNC	0	590	0	0	0
Green Fuel	0	170	2.360	2.910	3.620
R.E.N. - FER	0	170	3.540	4.360	6.030
totale	3.300	3.300	5.900	7.270	9.050

8.5 Navi residenti

Le navi residenti potranno usufruire di combustibili derivati da FER che si ipotizza che coprano circa il 10% entro il 2025, tale tasso di copertura sarà innalzato al 40% entro il 2030, e si prevede che dal 2035 in poi sia pari al 70% (si presume si azzeri entro il 2050).

Mentre si prevede che dal 2030 circa il 10% saranno elettrificati e a partire dal 2040 saranno pari al 30%.

L'andamento degli assorbimenti energetici è stato e si stima quello appresso indicato suddiviso tra:

÷ combustibili fossili (Fossili);

÷ combustibili green (Green Fuel).

Fonte	2019	2022	2030	2040	2050
Fossile	4.300	4.200	2.110	0	0
Green Fuel	0	100	1.680	3.540	4.320
R.E.N.	0	0	420	1.520	1.850
totale	4.300	4.300	4.210	5.060	6.170

8.6 Navi da crociera

Considerati i tre diversi scenari operativi cui risulta essere associato il fabbisogno energetico della nave scalante in oggetto (manovra in ambito portuale, stazionamento in banchina, fabbisogno termico), cui risultano associate diverse modalità di riduzione delle emissioni, le emissioni di GHG vengono calcolate con riferimento a queste tre diversi scenari, cui risultano essere associati i seguenti fabbisogni energetici parziali (totale 71.000 MWh):

÷ manovra in ambito portuale, 12% (8.640 MWh)

÷ stazionamento in banchina, 81% (57.360 MWh)

÷ fabbisogno termico, 7% (5.000 MWh)

8.6.1 Cruise – manovra in ambito portuale

Durante tale scenario, le navi potranno usufruire di combustibili derivati da FER che si ipotizza che coprano circa il 10% entro il 2025, tale tasso di copertura sarà innalzato al 40% entro il 2030, e si prevede che dal 2035 in poi sia pari al 75% (si presume si azzeri entro il 2050).

Inoltre, verrà utilizzato GNL quale combustibile da circa il 25% delle navi scalanti a partire dal 2025 e fino al 2040.

L'andamento degli assorbimenti energetici è stato e si stima quello appresso indicato suddiviso tra:

- ÷ combustibili fossili (Fossili);
- ÷ Gas Naturale Liquefatto (GNL);
- ÷ combustibili green (Green Fuel).

Fonte	2019	2022	2030	2040	2050
Fossile	8.640	5.620	3.170	0	0
GNL	0	2.160	2.270	2.380	0
Green Fuel	0	860	3.630	7.150	10.010
totale	8.640	8.640	9.070	9.530	10.010

8.6.2 Cruise – stazionamento in banchina

Nel caso il terminalista del traffico passeggeri andrà a realizzare idonei collegamenti elettrici, si ipotizza che dal 2030 il 35% delle navi scalanti utilizzeranno la connessione alla rete elettrica di terra.

Inoltre, verrà utilizzato GNL (fossile) quale combustibile da circa il 25% delle navi scalanti a partire dal 2025 e fino al 2040.

Durante tale scenario, le navi potranno usufruire di combustibili derivati da FER che si ipotizza che coprano circa il 10% entro il 2025, tale tasso di copertura sarà innalzato al 40% entro il 2030; il tasso di copertura del fabbisogno energetico con tale tipologia di fonte (per gli anni successivi) è condizionato dalla realizzazione (a cura e spesa del concessionario demaniale del terminal crocieristico) di idonei collegamenti con la rete elettrica di terra. Nel presente documento si ipotizza che vengano realizzati idonei collegamenti elettrici per le navi in sosta e che a partire dal 2040 non venga più utilizzato dalle navi GNL fossile.

L'andamento degli assorbimenti energetici è stato e si stima quello appresso indicato suddiviso tra:

- ÷ combustibili fossili (Fossili);
- ÷ Gas Naturale Liquefatto (GNL);
- ÷ combustibili green (Green Fuel),
- ÷ elettrificazione delle banchine.

Fonte	2019	2022	2030	2040	2050
Fossile	57.360	37.280	0	0	0
GNL	0	14.340	15.060	15.810	0
Green Fuel	0	5.740	24.090	25.300	43.160
R.E.N.	0	0	21.080	22.130	23.240
totale	57.360	57.360	60.230	63.240	66.400

8.6.3 Cruise – fabbisogno termico

Per soddisfare il fabbisogno termico, le navi potranno usufruire di combustibili derivati da FER che si ipotizza che coprano circa il 10% entro il 2025, tale tasso di copertura sarà innalzato al 40% entro il 2030, e si prevede che dal 2035 in poi sia pari al 70% (si presume si azzeri entro il 2050).

Inoltre, verrà utilizzato GNL quale combustibile da circa il 25% delle navi scalanti a partire dal 2025 e fino al 2040.

L'andamento degli assorbimenti energetici è stato e si stima quello appresso indicato suddiviso tra:

- ÷ combustibili fossili (Fossili);
- ÷ Gas Naturale Liquefatto (GNL);
- ÷ combustibili green (Green Fuel).

Fonte	2019	2022	2030	2040	2050
Fossile	5.000	3.250	1.840	0	0
GNL	0	1.250	1.310	1.380	0
Green Fuel	0	500	2.100	4.130	5.780
totale	5.000	5.000	5.250	5.510	5.780

8.6.4 Cruise – fabbisogno portuale

Per soddisfare il fabbisogno termico, le navi potranno usufruire del mix energetico prima delineato ed appresso riassunto.

Si prevede che il fabbisogno energetico si mantenga costante nel periodo, anche se il tasso di crescita del traffico è stimato in almeno il 5% annuo rispetto al valore del 2019.

Fonte	2019	2022	2030	2040	2050
Fossile	71.000	46.150	5.010	0	0
GNL	0	17.750	18.640	19.570	0
Green Fuel	0	7.100	29.820	36.580	58.950
R.E.N.	0	0	21.080	22.130	23.240
totale	71.000	71.000	74.550	78.280	82.190

8.7 Navi traghetto (scenario previsto)

Considerati i tre diversi scenari operativi cui risulta essere associato il fabbisogno energetico della nave scalante in oggetto (manovra in ambito portuale, stazionamento in banchina, fabbisogno termico), cui risultano associate diverse modalità di riduzione delle emissioni, le emissioni di GHG vengono calcolate con riferimento a queste tre diversi scenari, cui risultano essere associati i seguenti fabbisogni energetici parziali (totale 42.800 MWh):

- ÷ manovra in ambito portuale, 44% (18.960 MWh)
- ÷ stazionamento in banchina, 49% (21.040 MWh)
- ÷ fabbisogno termico, 7% (2.800 MWh)

8.7.1 Ferry – manovra in ambito portuale

Durante tale scenario, le navi potranno usufruire di combustibili derivati da FER che si ipotizza che coprano circa il 10% entro il 2025, tale tasso di copertura sarà innalzato al 40% entro il 2030, e si prevede che dal 2035 in poi sia pari al 70% (si presume si azzeri entro il 2050).

Non è previsto l'utilizzo di GNL (fossile) da parte dei vettori scalanti il porto di Civitavecchia.

L'andamento degli assorbimenti energetici è stato e si stima quello appresso indicato suddiviso tra:

- ÷ combustibili fossili (Fossili);
- ÷ combustibili green (Green Fuel).

Fonte	2019	2022	2030	2040	2050

Fossile	18.960	17.060	14.410	26.530	0
Green Fuel	0	1.900	9.610	18.570	29.310
totale	18.960	18.960	24.020	26.530	29.310

8.7.2 Ferry – stazionamento in banchina

Nel caso il terminalista del traffico cabotiero andrà a realizzare idonei collegamenti elettrici, si ipotizza che dal 2030 il 20% delle navi scalanti utilizzeranno la connessione alla rete elettrica di terra.

Durante tale scenario, le navi potranno usufruire di combustibili derivati da FER che si ipotizza che coprano circa il 10% entro il 2025, tale tasso di copertura sarà innalzato al 40% entro il 2030; il tasso di copertura del fabbisogno energetico con tale tipologia di fonte (per gli anni successivi) è condizionato dalla realizzazione (a cura e spesa del concessionario demaniale del terminal cabotiero) di idonei collegamenti con la rete elettrica di terra. Nel presente documento si ipotizza che vengano realizzati idonei collegamenti elettrici per le navi in sosta.

L'andamento degli assorbimenti energetici è stato e si stima quello appresso indicato suddiviso tra:

- ÷ combustibili fossili (Fossili);
- ÷ combustibili green (Green Fuel),
- ÷ elettrificazione delle banchine.

Fonte	2019	2022	2030	2040	2050
Fossile	21.040	18.940	10.660	2.940	0
Green Fuel	0	2.100	10.660	20.610	26.020
R.E.N.	0	0	5.330	5.890	6.500
totale	21.040	21.040	26.650	29.440	32.520

8.7.3 Ferry – fabbisogno termico

Per soddisfare il fabbisogno termico, le navi potranno usufruire di combustibili derivati da FER che si ipotizza che coprano circa il 10% entro il 2025, tale tasso di copertura sarà innalzato al 40% entro il 2030, e si prevede che dal 2035 in poi sia pari al 70% (si presume si azzeri entro il 2050).

L'andamento degli assorbimenti energetici è stato e si stima quello appresso indicato suddiviso tra:

- ÷ combustibili fossili (Fossili);
- ÷ combustibili green (Green Fuel).

Fonte	2019	2022	2030	2040	2050
Fossile	2.800	2.520	2.130	1.180	0
Green Fuel	0	280	1.420	2.740	4.330
totale	2.800	2.800	3.550	3.920	4.330

8.7.4 Ferry – fabbisogno portuale

Per soddisfare il fabbisogno termico, le navi potranno usufruire del mix energetico prima delineato ed appresso riassunto.

Si prevede che in funzione dell'aumento dei traffici mercantili, il fabbisogno energetico cresca del 20% (rispetto al 2019) nel 2025, del 50% (rispetto al 2019) nel 2030, del 70% (rispetto al 2019) nel 2035, del 100% (rispetto al 2019) nel 2040, e del 120% 2045.

La crescita dei volumi di traffico associati sono previsti essere pari al tasso di crescita dei fabbisogni energetici.

Tenendo conto di queste assunzioni si incrementeranno i risultati prima indicati.

Fonte	2019	2022	2030	2040	2050
Fossile	42.800	38.520	27.200	30.650	0
Green Fuel	0	4.280	21.690	41.920	59.660
R.E.N.	0	0	5.330	5.890	6.500
totale	42.800	42.800	54.220	78.460	66.160

8.8 Navi mercantili (scenario previsto)

Considerati i tre diversi scenari operativi cui risulta essere associato il fabbisogno energetico della nave scalante in oggetto (manovra in ambito portuale, stazionamento in banchina, fabbisogno termico), cui risultano associate diverse modalità di riduzione delle emissioni, le emissioni di GHG vengono calcolate con riferimento a queste tre diversi scenari, cui risultano essere associati i seguenti fabbisogni energetici parziali (totale 17.100 MWh):

÷ manovra in ambito portuale, 23% (4.000 MWh)

÷ stazionamento in banchina, 70% (12.000 MWh)

÷ fabbisogno termico, 7% (1.100 MWh)

8.8.1 Cargo – manovra in ambito portuale

Durante tale scenario, le navi potranno usufruire di combustibili derivati da FER che si ipotizza che coprano circa il 10% entro il 2025, tale tasso di copertura sarà innalzato al 40% entro il 2030, e si prevede che dal 2035 in poi sia pari al 80% (si presume si azzeri entro il 2050).

Inoltre, verrà utilizzato GNL quale combustibile da circa il 20% delle navi scalanti a partire dal 2025 e fino al 2040.

L'andamento degli assorbimenti energetici è stato e si stima quello appresso indicato suddiviso tra:

÷ combustibili fossili (Fossili);

÷ Gas Naturale Liquefatto (GNL);

÷ combustibili green (Green Fuel).

Fonte	2019	2022	2030	2040	2050
Fossile	4.000	3.200	2.020	0	0
GNL	0	800	1.020	1.340	0
Green Fuel	0	0	2.030	5.370	9.150
totale	4.000	4.000	5.070	6.710	9.150

8.8.2 Cargo – stazionamento in banchina

Nel caso il terminalista del traffico passeggeri andrà a realizzare idonei collegamenti elettrici, si ipotizza che dal 2030 il 30% delle navi scalanti utilizzeranno la connessione alla rete elettrica di terra.

Inoltre, verrà utilizzato GNL (fossile) quale combustibile da circa il 20% delle navi scalanti a partire dal 2025 e fino al 2040.

Durante tale scenario, le navi potranno usufruire di combustibili derivati da FER che si ipotizza che coprano circa il 10% entro il 2025, tale tasso di copertura sarà innalzato al 40% entro il 2030; il tasso di copertura del fabbisogno energetico con tale tipologia di fonte (per gli anni successivi) è condizionato dalla realizzazione (a cura e spesa del concessionario demaniale del terminal crocieristico) di idonei collegamenti con la rete elettrica di terra. Nel presente documento si ipotizza che vengano realizzati idonei collegamenti elettrici per le navi in sosta e che a partire dal 2040 non venga più utilizzato dalle navi GNL fossile.

L'andamento degli assorbimenti energetici è stato e si stima quello appresso indicato suddiviso tra:

- ÷ combustibili fossili (Fossili);
- ÷ Gas Naturale Liquefatto (GNL);
- ÷ combustibili green (Green Fuel),
- ÷ elettrificazione delle banchine.

Fonte	2019	2022	2030	2040	2050
Fossile	12.000	9.600	1.520	0	0
GNL	0	2.400	3.040	4.090	0
Green Fuel	0	0	6.080	10.210	19.220
R.E.N.	0	0	4.560	6.130	8.240
totale	12.000	12.000	15.200	20.430	27.460

8.8.3 Cargo – fabbisogno termico

Per soddisfare il fabbisogno termico, le navi potranno usufruire di combustibili derivati da FER che si ipotizza che coprano circa il 10% entro il 2025, tale tasso di copertura sarà innalzato al 40% entro il 2030, e si prevede che dal 2035 in poi sia pari al 70% (si presume si azzeri entro il 2050).

Inoltre, verrà utilizzato GNL quale combustibile da circa il 20% delle navi scalanti a partire dal 2025 e fino al 2040.

L'andamento degli assorbimenti energetici è stato e si stima quello appresso indicato suddiviso tra:

- ÷ combustibili fossili (Fossili);
- ÷ Gas Naturale Liquefatto (GNL);
- ÷ combustibili green (Green Fuel).

Fonte	2019	2022	2030	2040	2050
Fossile	1.100	880	550	0	0
GNL	0	220	280	370	0
Green Fuel	0	0	560	1.500	2.510
totale	1.100	1.100	1.390	1.870	2.510

8.8.4 Cargo – fabbisogno portuale

Per soddisfare il fabbisogno termico, le navi potranno usufruire del mix energetico prima delineato ed appresso riassunto.

Si prevede che in funzione dell'aumento dei traffici mercantili, il fabbisogno energetico cresca del 20% (rispetto al 2019) nel 2025, del 50% (rispetto al 2019) nel 2030, del 100% (rispetto al 2019) nel 2035, del 150% (rispetto al 2019) nel 2040 e 2045.

La crescita dei volumi di traffico associati sono previsti essere pari al tasso di crescita dei fabbisogni energetici.

Tenendo conto di queste assunzioni si incrementeranno i risultati prima indicati.

Fonte	2019	2022	2030	2040	2050
Fossile	17.100	13.680	4.090	0	0
GNL	0	3.420	4.340	5.800	0
Green Fuel	0	0	8.670	17.080	30.880
R.E.N.	0	0	4.560	6.130	8.240
totale	17.100	17.100	21.660	29.010	39.120

8.9 Individuazione fabbisogni energetici portuali

Lo scenario emissivo prima delineato consente di stimare la quantità di energia derivante da FER associate all'AdSP da realizzare al fine di soddisfare i fabbisogni energetici stimati, nonché indicazioni circa infrastrutture energetiche che è opportuno pianificare.

8.9.1 Rete Elettrica Nazionale

Appresso si riporta la sintesi dei fabbisogni energetici associati a questa fonte energetica.

MWh	2019	2022	2030	2040	2050
AdSP	2.840	0	0	0	0
Reti	12.160	12.160	14.340	16.230	18.530
Mezzi	0	3.130	3.540	4.360	6.030
Residenti	0	0	420	1.520	1.850
Cruise	0	0	21.080	22.130	23.240
Ferry	0	0	5.330	5.890	6.500
Cargo	0	0	4.560	6.130	8.240
totale	15.000	15.290	49.270	56.260	64.390

8.9.2 Combustibili fossili

Appresso si riporta la sintesi dei fabbisogni energetici associati a questa fonte energetica.

MWh	2019	2022	2030	2040	2050
AdSP	0	0	0	0	0
Reti	0	0	0	0	0
Mezzi	3.300	2.370	0	0	0
Residenti	4.300	4.200	2.110	0	0
Cruise	71.000	46.150	5.010	0	0
Ferry	42.800	38.520	27.200	30.650	0
Cargo	17.100	13.680	4.090	0	0
totale	138.500	104.920	38.410	30.650	0

8.9.3 Gas Naturale Liquefatto (fossile)

Appresso si riporta la sintesi dei fabbisogni energetici associati a questa fonte energetica.

MWh	2019	2022	2030	2040	2050

AdSP	0	0	0	0	0
Reti	0	0	0	0	0
Mezzi	0	590	0	0	0
Residenti	0	0	0	0	0
Cruise	0	17.750	18.640	19.570	0
Ferry	0	0	0	0	0
Cargo	0	3.420	4.340	5.800	0
totale	0	21.760	22.980	25.370	0

8.9.4 Combustibili non climalteranti (Green Fuel)

Appresso si riporta la sintesi dei fabbisogni energetici associati a questa fonte energetica.

MWh	2019	2022	2030	2040	2050
AdSP	0	0	0	0	0
Reti	0	0	0	0	0
Mezzi	0	170	2.360	2.910	3.620
Residenti	0	100	1.680	3.540	4.320
Cruise	0	7.100	29.820	36.580	58.950
Ferry	0	4.280	21.690	41.920	59.660
Cargo	0	0	8.670	17.080	30.880
totale	0	11.650	64.220	102.030	157.430

8.9.5 Rete energetica portuale basata su FER

Di fondamentale importanza per la pianificazione portuale direttamente gestita dall'AdSP è la quantificazione dei fabbisogni energetici da soddisfare con FER portuali.

MWh	2019	2022	2030	2040	2050
AdSP	0	2.050	2.540	2.950	3.460
Reti	0	0	0	0	0
Mezzi	0	0	0	0	0
Residenti	0	0	0	0	0
Cruise	0	0	0	0	0
Ferry	0	0	0	0	0
Cargo	0	0	0	0	0
totale	0	2.050	2.540	2.950	3.460

8.9.6 Mix energetico portuale

Da quanto detto si ha il seguente mix energetico previsto svilupparsi nel porto di Civitavecchia nei prossimi anni.

MWh	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	15.000	15.290	49.270	56.260	64.390
Fossili	138.500	104.920	38.410	30.650	0
GNL	0	21.760	22.980	25.370	0
Green Fuel	0	11.650	64.220	102.030	157.430

FER porto	0	2.050	2.540	2.950	3.460
totale	153.500	155.670	177.420	217.260	225.280

8.10 Soggetti responsabili decarbonizzazione

Al fine di azzerare le emissioni di GHG ogni operatore portuale deve impegnarsi, anche economicamente, al fine di conseguire questo obiettivo.

Il presente prevede che i seguenti soggetti concorrano all'ottenimento degli obiettivi fissati come segue:

- ÷ AdSP MTCS, produzione di energia elettrica con FER basate su aree di competenza dell'Ente e compensazione delle emissioni con essenze arboree;
- ÷ concessionari demaniali, sottoscrizione di contratti di fornitura di energia elettrica prodotta da FER;
- ÷ operatori portuali coinvolti nella movimentazione di merci e passeggeri, utilizzo di veicoli elettrici o di combustibili prodotti da FER;
- ÷ armatori, utilizzo di combustibili prodotti da FER ed uso di connessioni alla rete elettrica portuale o nazionale alimentata esclusivamente con FER.

8.11 Utilizzo di scrubber in ambito portuale

Lo scrubber è un'apparecchiatura (torre di lavaggio) che consente di abbattere la concentrazione di sostanze presenti in una corrente gassosa, solitamente polveri e microinquinanti acidi. Queste apparecchiature trovano ampia applicazione negli impianti di depurazione fumi delle navi, a seguito dell'entrata in vigore della Regola 14 all'annesso VI alla convenzione Marpol 73/78; il MEPC dell'I.M.O. nel corso della 75 riunione ha approvato delle specifiche linee guida riguardo il loro utilizzo.

A seconda della tipologia di processo utilizzato si distinguono tre diversi tipi di scrubber:

- ÷ a ciclo chiuso (closed loop), nel quale l'acqua di lavaggio (opportunamente additivata con alcuni reagenti chimici) viene ricircolata (e non scarica fuori bordo), ed al raggiungimento di una data concentrazione di inquinanti rimossi dal flusso viene allontanata dalla nave come rifiuto liquido a cura del servizio raccolta rifiuti portuale;
- ÷ a ciclo aperto (open loop), nel quale l'acqua di lavaggio è costituita dall'acqua marina aspirata in loco (ed eventualmente additivata con alcuni reagenti chimici) che dopo il contatto con i fumi viene scaricata fuori bordo;
- ÷ a ciclo misto (hybrid loop), che a seconda delle condizioni operative può ricircolare, o meno, l'acqua di lavaggio o scaricare in mare.

L'utilizzo degli scrubber a ciclo aperto è al momento consentito anche in ambito portuale, anche se alcuni porti hanno vietato l'utilizzo di tale dispositivo in ambito portuale, soprattutto nei porti dove il ricambio delle acque interne al bacino portuale è difficoltoso.

Considerata la conformazione del porto di Civitavecchia, che nel corso degli anni ha assunto la conformazione di un porto canale (il bacino storico dista dall'imboccatura del porto circa km.3)

chiuso su di un lato, appare opportuno avviare i lavori tesi a disciplinare attraverso l'emissione di una apposita Ordinanza l'utilizzo degli scrubber "open loop" o "hybrid loop" in modalità open loop, sulla scorta delle evidenze scientifiche che certifichino potenziali rischi per l'ecosistema derivanti dall'uso di tali dispositivi in ambito portuale.

A tale fine l'AdSP partecipa ad un apposito gruppo di lavoro della European Sea Port Organization (ESPO) incaricata della redazione di una apposita guida tecnico-legislativa da trasmettere alla Commissione Europea per l'emanazione della specifica Norma.

8.12 Compensazione emissioni

Alla data del presente documento sono disponibili strumenti tesi a ridurre le emissioni di GHG per alcune delle macrocategorie omogenee prima indicate, ma non per tutte.

Pertanto, la strategia alla base della completa decarbonizzazione del porto di Civitavecchia è la compensazione delle emissioni di GHG residuali derivanti da alcune categorie attraverso:

- ÷ una sovrapproduzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (FER);
- ÷ la piantumazione di piante.

Tali attività combinate ad un efficientamento degli apparati energetici in uso nel porto di Civitavecchia ed allo scrupoloso rispetto del dettato normativo sembrano garantire la decarbonizzazione del porto di Civitavecchia entro il 2035, 15 anni prima del termine fissato dalla Commissione Europea (2050).

8.13 I *Power Purchase Agreement* (PPA)

Allo stato attuale si prevede che il fabbisogno energetico necessario ad elettrificare i traffici portuali necessiti di investimenti da parte dei terminalisti portuali, accoppiati alla sottoscrizione di *Power Purchase Agreement* (PPA).

Un *Power Purchase Agreement* (PPA) è un accordo di fornitura di energia elettrica a lungo termine tra due parti, di solito tra un produttore di energia elettrica (seller) e un consumatore o distributore di energia elettrica (buyer). I PPA definiscono nel dettaglio tutti i termini e le condizioni per la vendita e l'acquisto di energia elettrica, compresi il volume di elettricità da fornire, i prezzi negoziati, il bilanciamento tra produzione e consumi e le penali in caso di inadempimento del contratto. Trattandosi di un accordo bilaterale, il PPA può assumere varie forme ed essere adattato alle parti. Le forniture di energia elettrica possono essere fisiche o avvenire attraverso gruppi di bilanciamento. Poiché i PPA possono ridurre i rischi legati ai prezzi di mercato, sono utilizzati in particolare dai grandi consumatori di energia elettrica e nel caso di investimenti importanti previsti per la costruzione o il mantenimento di impianti di energia rinnovabile.

8.14 Fabbisogno energetico soddisfatto da impianti rinnovabili

Il modello energetico del presente DEASP ha anche analizzato la possibilità di soddisfare l'intero fabbisogno elettrico portuale attraverso l'energia elettrica prodotta da impianti Fotovoltaici (PV).

Gli studi ed i monitoraggi condotti a partire dal 2016 hanno indotto a considerare tale Fonte di energia Rinnovabile (FER), l'unica avente caratteristiche tali da garantire un corretto approvvigionamento energetico.

Come ampiamente descritto nel DEASP 2019, sono state analizzate cinque differenti fonti di energia rinnovabile disponibili nel comprensorio di Civitavecchia:

- ÷ idroelettrica,
- ÷ biomassa,
- ÷ fotovoltaica,
- ÷ mareomotrice,
- ÷ eolica.

A seguito delle analisi condotte l'unica fonte rinnovabile (tra quelle prima elencate) sostenibile in base alle specifiche caratteristiche del porto di Civitavecchia è risultata essere quella fotovoltaica, ed in maniera assai minore la conversione del moto ondoso in energia elettrica con dispositivi WaveSax una volta commercializzati (al momento la maturità del progetto ha valore TRL7).

8.15 Idrogeno verde come buffer energetico

Il modello energetico del presente DEASP si basa essenzialmente sull'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici (PV) che non sono in grado di erogare con continuità l'energia nella quantità richiesta.

Al fine di stabilizzare il sistema elettrico è stato verificato l'eventuale utilizzo quale *buffer* energetico di idrogeno verde accoppiato a sistemi di accumulo tradizionali.

8.16 Combustibili a zero emissioni

Il modello energetico del presente DEASP prevede che la gran parte del fabbisogno energetico degli apparati non connessi in via permanente alla rete elettrica venga assicurato con combustibili di nuova generazione a zero emissioni.

Infatti, per i mezzi di trasporto (marini e terrestri) l'azzeramento delle emissioni avverrà attraverso la creazione di una catena logistica in grado di erogare i seguenti combustili liquidi, non criogenici:

- ÷ biocombustibili;
- ÷ elettro-combustibili (tradizionali) derivati da "idrogeno verde";
- ÷ combustibili sintetici (tradizionali) derivati da "idrogeno verde";
- ÷ ammoniaca verde e metanolo verde;
- ÷ piantumazione essenze vegetali (per compensare emissioni).

Inoltre, verrà prevista l'elettrificazione dei mezzi con energia prodotta da FER, nonché una specifica normativa per erogare combustibili criogenici.

La tempistica di attuazione di detta transizione energetica per i mezzi (da combustibili fossili a combustibili a zero emissioni) risulta condizionato dallo scenario normativo mondiale oltre che comunitario, che indirizzeranno le scelte dei gruppi armatoriali ed imprenditoriali scalanti/operanti il/nel porto di Civitavecchia, se utilizzare le infrastrutture dello scalo per l'approvvigionamento dei

mezzi da essi gestiti. Per tale ragione particolare cura dovrà essere posta nella redazione di accordi preliminari vincolanti per gli utilizzatori di tali infrastrutture se realizzati con fondi pubblici, in piena coerenza con il D.lgs. 257/2016. Soprattutto la decarbonizzazione dei vettori marittimi è marginalmente influenzata dalle politiche decisionali di un singolo porto e dipende da tre fattori principali:

- ÷ dettato normativo (mondiale, comunitario e nazionale);
- ÷ prezzo dei combustibili marini;
- ÷ affidabilità della catena logistica dei combustibili marini.

8.17 Rete elettrica nazionale come backup

I collegamenti alla rete elettrica nazionale verranno mantenuti con funzione di backup della rete elettrica portuale anche nel caso la stessa fosse interamente alimentata con impianti fotovoltaici (o altra FER) al fine di supplire eventuali anomalie nel sistema.

Il basso tasso di utilizzo della connessione alla rete elettrica nazionale (intorno al 15%), inoltre, impone una razionalizzazione dei flussi energetici attraverso la creazione di una *smart grid* gestita da un apposito software previsionale.

8.18 Sistema energetico integrato

Al fine di consentire ai diversi utenti portuali di utilizzare FER certificata e con condizioni contrattuali vantaggiose rispetto a quelle disponibili sul libero mercato, l'AdSP ritiene possibile già oggi (se opportunamente supportato da fondi concessi dagli Enti sovraordinati all'AdSP) realizzare un sistema energetico integrato (meglio descritto in seguito) in grado di soddisfare il fabbisogno energetico portuale con FER:

- ÷ impianti di produzione di energia elettrica con FER, aventi una potenzialità annua di almeno 100 GWh;
- ÷ utilizzo di quota parte delle FER citate al punto precedente per la produzione di idrogeno verde;
- ÷ produzione di energia elettrica con celle a combustibile alimentate con idrogeno verde (o altri combustibili da esso derivati).

L'energia elettrica prodotta dall'isola energetica portuale verrà distribuita all'interno del porto attraverso le esistenti linee elettriche portuali, e si prevede di utilizzare le connessioni alla rete elettrica nazionale in uso (circa 10MWe) solo con funzioni di backup, indirizzando i flussi energetici ai diversi utilizzatori attraverso un sistema predittivo gestione dei flussi energetici.

Inoltre, verrà promossa una catena logistica destinata alla distribuzione di combustibili prodotti da FER per soddisfare le esigenze degli utenti portuali non elettrificati.

9. IMPIANTI PORTUALI F.E.R.

L'ambizioso obiettivo del Documento relativo alla produzione all'interno delle aree gestite dall'AdSP di energia elettrica da fonti rinnovabili, secondo la percentuale prevista dal PNIEC, ha previsto la preliminare selezione delle fonti di energia primaria che è possibile installare all'interno degli ambiti portuali e retro-portuali (gestiti da questa AdSP).

Sono state analizzate differenti Fonti di Energia Rinnovabile (F.E.R.) potenzialmente presenti negli ambiti di competenza dell'Ente:

- ÷ idroelettrica,
- ÷ gradiente salino;
- ÷ bio-massa,
- ÷ foto-voltaica,
- ÷ mareo-motrice,
- ÷ eolica.

A seguito delle analisi condotte l'unica fonte rinnovabile (tra quelle prima elencate) sostenibile in base alle specifiche caratteristiche del porto di Civitavecchia è risultata essere quella foto-voltaica.

9.1.1 Impianti idro-elettrici

A seguito del protocollo di intesa firmato nel gennaio 2012 tra l'Autorità Portuale ed il comune di Civitavecchia, l'Ente ha assunto la gestione della diga di "Fosso del Prete", da cui deriva un piccolo invaso denominato "laghetto Parenti".

L'Ente ha verificato la possibilità di utilizzare la differenza di quota tra lo sfioratoio dell'invaso ed il porto per posizionare delle turbine destinate alla produzione di energia elettrica.

A seguito di indagini condotte dalla Concessionaria del servizio elettrico portuale, tale possibilità è stata ritenuta non percorribile.

9.1.2 Impianti a gradiente salino

All'interno del bacino portuale sfociano 4 corsi d'acqua dolce: Fosso della Fiumaretta, Fosso del Prete, Fosso di Monna Felicita e Fosso di torre d'Orlando.

Questa AdSP ha verificato se da tali corsi d'acqua poteva prodursi energia a gradiente salino (detta anche energia osmotica), cioè l'energia ottenuta dalla differenza nella concentrazione del sale fra l'acqua di mare (bacino portuale) e l'acqua dolce (alla foce di detti corsi d'acqua).

Le caratteristiche proprie di detti corsi d'acqua non consentono alcuna applicazione industriale, e pertanto non è prevista l'installazione di impianti a membrane per convertire la differenza di salinità in energia elettrica.

9.1.3 Impianti a bio-massa

Nel corso degli anni alcuni operatori economici hanno manifestato l'interesse a realizzare all'interno del porto di Civitavecchia un deposito di biomasse con cui alimentare anche un impianto di tri-generation destinato ad usi portuali.

Tale possibilità, stante l'indirizzo fornito dal Comune di Civitavecchia (di installare altri impianti destinati alla produzione di energia elettrica per conto Terzi alimentati da combustibili fossili o biomasse), non risulta percorribile.

9.1.4 Impianti fotovoltaici

La produzione di e.e. con impianti fotovoltaici risponde a pieno a quanto prescritto dal c.2, dell'art. 4Bis della Legge 84/1994 *“le Autorità di sistema portuale promuovono la redazione del documento di pianificazione energetica ed ambientale del sistema portuale con il fine di perseguire adeguati obiettivi, con particolare riferimento alla riduzione delle emissioni di CO₂”*. Alla data del presente documento sono già operativi alcuni impianti.

Il Porto di Civitavecchia è attualmente il più grande parco fotovoltaico del territorio, in quanto al suo interno sono presenti alcuni impianti aventi complessivamente una potenza di quasi 1.900 kWp.

Denominazione impianto	Potenza di picco (kWp)
1-Darsena Romana	115,20
2-CFFT	583,84
3-Konig Yard	1.100,00
4-Meeting Village	15,00
5-RCT “A. Vespucci”	75,00
Totale	1.889,04

Considerato un valore medio della radiazione solare incidente gli impianti, cui è associata una produzione di 1.242 kWh/kWp, si ha che alla data del presente documento, presso le aree gestite dall'AdSP si producono annualmente circa **2.347 MWh/anno di energia elettrica**.

9.1.4.1 PV presso Darsena Romana

Il primo impianto fotovoltaico è entrato in esercizio nel 2010 ed è stato installato su di un edificio polifunzionale sito in località Darsena Romana, nel porto di Civitavecchia. L'impianto si sviluppa su una superficie di oltre 850 mq, per una potenza complessiva installata di oltre 115 kWp; è composto da 576 moduli fotovoltaici policristallini ad alta efficienza (Suntech STP 200W) dalla potenza nominale di 200 Wp ciascuno. Il gruppo di conversione è costituito da 2 inverter tipo “Sunway Tg 61 660V”, ubicati all'interno della cabina di trasformazione MT/BT asservita alla struttura della stessa darsena. L'impianto è dotato inoltre di un sistema di controllo remoto che consente di monitorarne la produttività.

9.1.4.2 PV presso Civitavecchia Forest Fruit Terminal S.p.A. (C.F.F.T.)

Il secondo impianto fotovoltaico è entrato in esercizio nel 2012 ed è stato realizzato sulla copertura di un capannone della concessionaria CFFT (Civitavecchia Fruit & Forest Terminal - S.p.a). L'impianto si sviluppa su una superficie di oltre 4.051 mq, per una potenza complessiva di oltre 583 kWp; è composto da 2.383 moduli fotovoltaici dalla potenza nominale di 245 Wp ciascuno. Gli inverter sono stati ubicati all'interno di una cabina posta in prossimità dello stesso edificio.

9.1.4.3 PV presso Konig S.r.l.

Il terzo impianto è entrato in esercizio nel 2012 ed è stato realizzato sulla copertura dei capannoni della concessionaria Konig S.r.l. (ex Privilege Yard S.p.A.). L'impianto si sviluppa per una superficie complessiva di oltre 35.000 mq suddivisi in 4 sezioni, per una potenza installata di oltre 1.100 kWp.

L'impianto è composto da moduli in silicio amorfo (Unisolar Ovionic) completamente integrati nella copertura dell'edificio. Gli inverter (Power one) sono stati ubicati all'interno di una cabina posta in prossimità dello stesso edificio.

9.1.4.4 PV presso meeting village

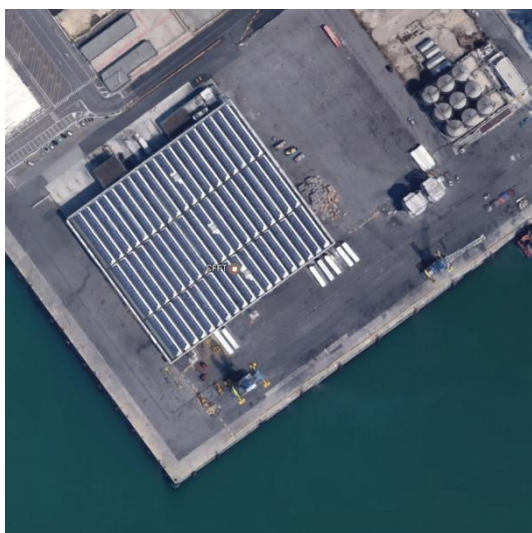
Il quarto impianto fotovoltaico è entrato in esercizio nel 2017, ed è stato realizzato sulla copertura dell'edificio adibito ad infermeria presidiaria del Meeting Village. L'impianto, composto da 60 moduli fotovoltaici dalla potenza nominale di 250 Wp ciascuno, si sviluppa su una superficie di oltre 100 mq, per una potenza installata complessiva di 15 kWp.

9.1.4.5 PV presso Roma Cruise Terminal S.r.l. (Amerigo Vespucci)

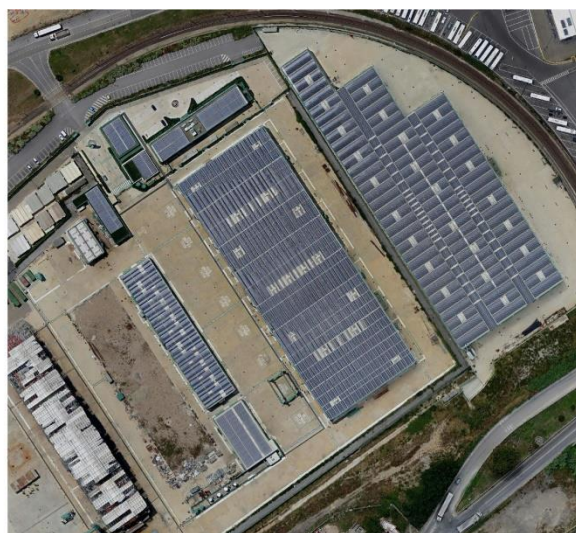
Il quinto impianto fotovoltaico è entrato in esercizio nel 2017, ed è stato realizzato sulla copertura del nuovo Terminal passeggeri della concessionaria RCT (Roma Cruise Terminal Spa) sulla banchina 12 bis Nord del Porto di Civitavecchia. L'impianto si svilupperà su una superficie di circa 1000 mq, per una potenza complessiva di oltre 75 kWp. L'impianto sarà composto da 300 moduli fotovoltaici dalla potenza nominale di 250 Wp ciascuno. Gli inverter saranno ubicati all'interno di una cabina posta in prossimità dello stesso edificio.



Impianto PV Darsena Romana



Impianto PV CFFT



Impianto PV König



Impianto PV Meeting Center



Impianto PV RCT "Amerigo Vespucci"

9.1.5 Impianti mareo-motrici

L'energia del moto ondoso è una fonte di energia che consiste nello sfruttamento dell'energia cinetica contenuta nel moto ondoso, da cui prende il nome. Viene classificata tra le cosiddette "energia alternative" e "rinnovabili". Lo sfruttamento dell'energia del moto ondoso è di recente sperimentazione in vari progetti europei di ricerca nel campo energetico; in particolare se il moto ondoso viene sfruttato per la produzione di energia elettrica, il sistema è denominato cimoelettrico. Il tipo di impianto più diffuso è quello a colonna d'acqua oscillante (OWC – Oscillating Water Column). L'impianto raccoglie l'acqua che entra grazie al moto ondoso all'interno di una struttura cava (In genere una colonna in calcestruzzo, ma l'impianto si presta ad essere adattato a varie forme, anche sfruttando la naturale conformazione delle coste rocciose). Il movimento delle onde che alzano e abbassano il livello dell'acqua nella struttura mette in moto la colonna d'aria che sta sopra la superficie dell'acqua. L'aria, uscendo e rientrando così dall'apertura superiore della colonna, mette in moto una turbina. Per non perdere molta energia con la continua inversione del verso del movimento dell'aria (che esce e rientra continuamente), si usano turbine Wells o ad impulsi, in grado di ruotare sempre nello stesso verso qualunque sia il verso del fluido che le alimenta.

Il porto di Civitavecchia è l'unico porto al mondo dove sono stati sperimentati tre diversi convertitori del moto ondoso, due del tipo OWC, ed un del tipo "moto relativo". I risultati della sperimentazione hanno portato a considerare l'intorno di Civitavecchia non idoneo all'utilizzo industriale di tale tecnologia, ma si ritiene opportuno descrivere i tre diversi impianti testati,

nessuno dei quali ha caratteristiche tali da potere essere utilizzato per sopperire al fabbisogno energetico portuale.

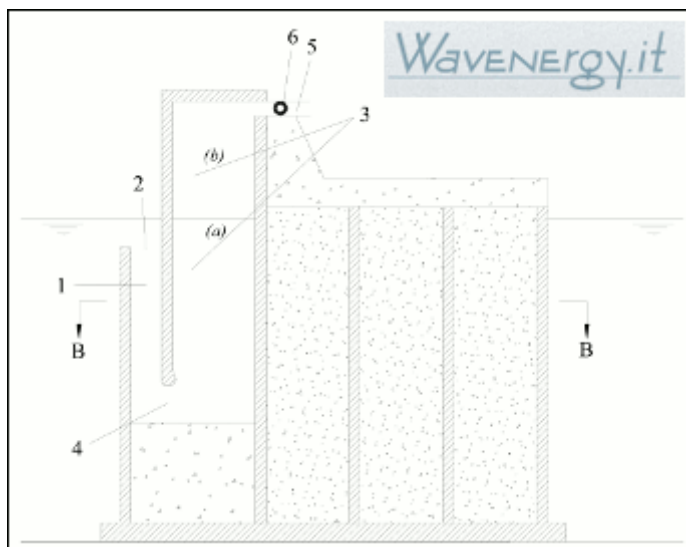
9.1.5.1 Turbina di Wells su cassoni REWEC 3/3

Il primo impianto testato nel porto di Civitavecchia è stato quello installato presso la diga foranea della Darsena Servizi, costituito da cassoni cellulari tipo REWEC 3/3 equipaggiato con una turbina di Wells. Il progetto del Rewec3 si basa sulla produzione di energia elettrica derivante dalle onde del mare, dotando quindi i porti di strutture che mirano ad essere un punto aggiuntivo alle diverse politiche di economia verde e di energie rinnovabili. Da tempo la possibilità di sfruttare le energie del mare (onde, correnti e maree) fa parte delle nuove opportunità per aumentare il ricorso alle fonti rinnovabili e nazioni come Regno Unito, Portogallo, Norvegia, Giappone e Corea hanno già investito risorse significative in questa direzione, mettendo in esercizio un discreto numero di impianti dimostrativi basati su una vasta gamma di tecnologie.

Le tecnologie per l'utilizzazione dell'energia da moto ondoso sono anche denominate WEC (Wave Energy Converter); ne sono state concepite e sperimentate diverse, basate su vari principi fisici. Le più promettenti e idonee per il tipo di moto ondoso tipico del Mediterraneo sono quelle basate sul principio della colonna d'acqua oscillante, note come OWC, ed in particolare il sistema U-OWC installato presso il porto di Civitavecchia. Strutturalmente la tecnologia U-OWC si basa su un elemento strutturale, il cassone in calcestruzzo armato, analogo a quelli comunemente utilizzati per le opere portuali come dighe foranee e barriere frangiflutti e svolge la stessa funzione, oltre alla produzione di energia elettrica. Pertanto, in caso di costruzione o ristrutturazione di porti, il costo dell'intervento si riduce al costo marginale, relativamente limitato: infatti, i cassoni Rewec3 sono presenti nel porto di Civitavecchia nelle nuove dighe foranee poste a protezione delle Darsene Traghetti e Servizi. La produzione di energia dal moto ondoso, insieme a quella dalle correnti marine, rappresenta per l'Italia una grossa opportunità in conseguenza del suo notevole sviluppo costiero, tuttavia le caratteristiche dei mari che circondano l'Italia rendono poco adatti i dispositivi già sviluppati e utilizzati in altri paesi e si rende quindi necessario uno sviluppo tecnologico specificamente mirato alle particolari condizioni del mare e delle coste italiane. Rispetto ad un tradizionale OWC, un impianto Rewec3 risulta costituito dall'addizionale condotto verticale che è collegato alla camera di assorbimento mediante un tubo ad U nella parte anteriore della diga lato mare. Per questo motivo, tali impianti possono essere considerati degli U-OWC. La differente configurazione strutturale determina delle significative differenze nell'idrodinamica che si instaura all'interno della struttura e, quindi, modifica sostanzialmente, in termini di resa e di efficienza, i risultati prodotti dai due diversi tipi di impianti. Infatti, negli U-OWC (Rewec3), rispetto agli OWC, le onde non entrano all'interno della struttura, ma agisce da forzante per instaurare il moto di compressione e decompressione della sacca d'aria all'interno dell'impianto. Tali impianti innovativi Rewec3 sono stati brevettati dal Prof. Paolo Boccotti sia in ambito Nazionale (Brevetto Italiano N. 1332519) che Europeo (European Patent N. EP1518052B1). Le stime di produzione di energia elettrica, a parità di condizioni ondose e di tipologia di turbina/generatore, sono migliori per gli impianti Rewec3 rispetto ai classici OWC (Boccotti 2007 Ocean Engineering). Un confronto tra i tradizionali OWC e gli U-OWC ha, infatti, mostrato come gli ultimi consentono di assorbire una quantità di energia ondosa molto maggiore di quella dei 25 classici OWC, sia per gli stati di mare

più intensi interagenti con la struttura, che per quelli più deboli. L'introduzione del condotto ad U consente, infatti, la regolazione del periodo proprio di oscillazione dell'impianto, al fine di dimensionare lo stesso in fase di progettazione in maniera tale che il periodo proprio di oscillazione coincida con il periodo di picco degli stati di mare cui è associata la maggiore quantità di energia ondosa (ricavata considerando intensità e frequenza del moto ondoso) che investe la diga nell'arco di un anno. Ciò consente di garantire il naturale verificarsi delle condizioni di risonanza in corrispondenza delle migliori condizioni ondose per lo sfruttamento dell'energia, ottimizzando le performance dell'impianto. Nei tradizionali OWC, invece, il realizzarsi delle condizioni di risonanza richiede l'attuazione di sistemi tecnologicamente complessi per il controllo di fase di ogni singola onda, capaci di determinare una risonanza forzata del sistema (Sarmiento et al. 1985, Korde 1991). Il REWEC3 (REsonant Wave Energy Converter, noto anche come U-OWC – ossia un OWC con un tubo ad U aggiuntivo) è un dispositivo avanzato per lo sfruttamento dell'energia ondosa. Rispetto agli OWC tradizionali, i REWEC hanno migliore efficienza in termini di assorbimento di energia. L'idrodinamica dei REWEC è stata studiata, presso l'Università Mediterranea, sia con un approccio analitico, sia con due esperimenti in scala ridotta eseguiti nel laboratorio naturale di ingegneria marittima.

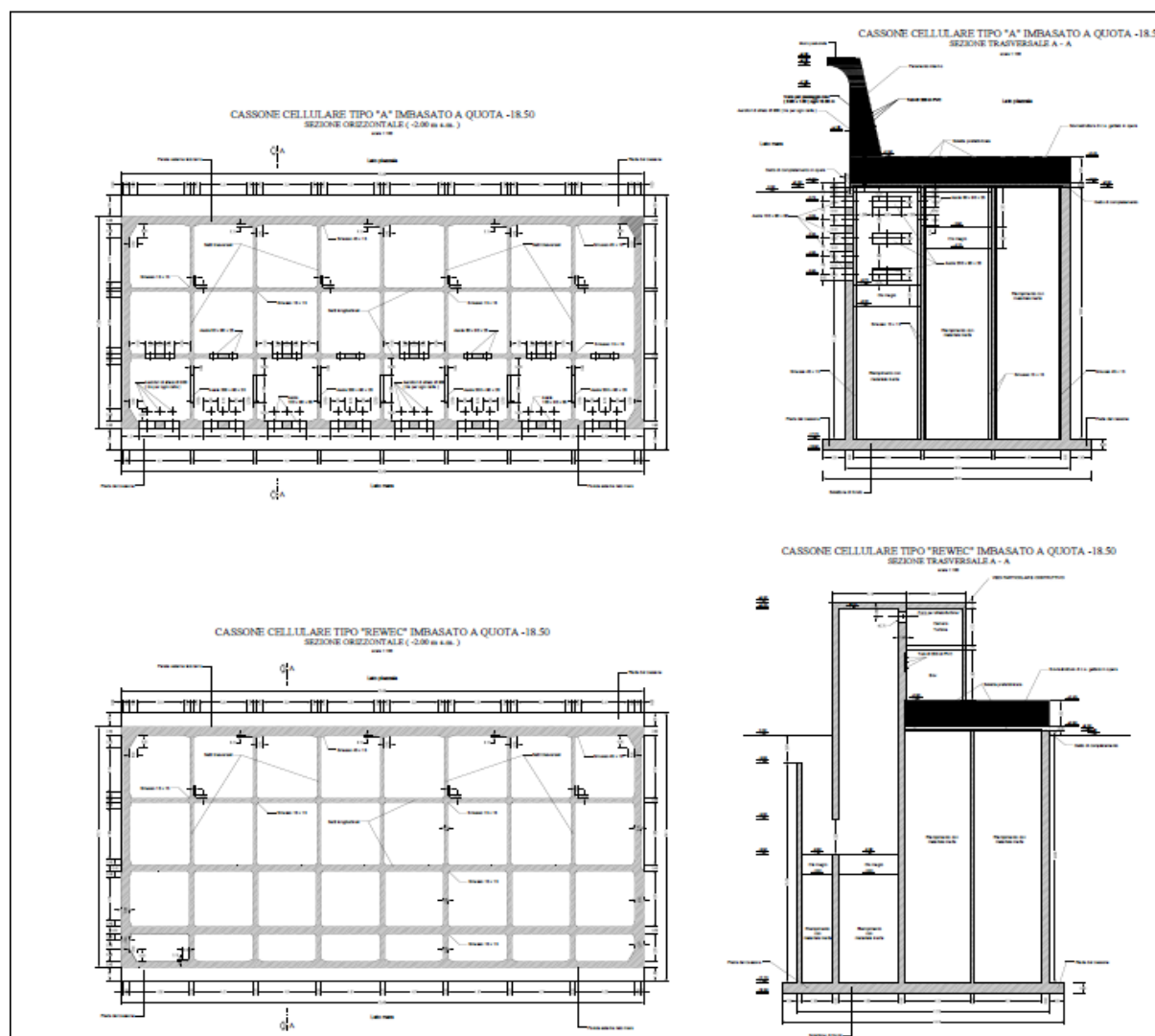
L'esperimento nel laboratorio naturale NOEL su un modello in scala 1:10 di una diga tipo REWEC3.3 Nel 2005, al fine di favorire lo sfruttamento industriale del brevetto, è stata costituita la società denominata Wavenergy.it, riconosciuta come Spin-Off dell'Università Mediterranea di Reggio Calabria. Appresso si riporta lo schema di un REWEC3.



Il cassone modificato è costituito da un condotto verticale (1) nella parte anteriore interagente con il moto ondoso incidente attraverso un'imboccatura superiore (2). Tale condotto è, poi, collegato ad una camera di assorbimento (3) attraverso una luce di fondo (4). La camera (3) è posta in contatto con l'atmosfera mediante un condotto (5), nel quale viene alloggiata una turbina self-rectifying (6) per la conversione dell'energia ondosa in energia elettrica. La camera di assorbimento (3), in assenza della turbina, è collegata all'atmosfera da un tubo di sfogo, mediante un condotto che collega detta camera all'atmosfera, il quale consente la sicurezza ed il corretto funzionamento dell'impianto anche senza turbina. All'interno della camera di assorbimento è contenuta una massa d'acqua (3a) nella parte inferiore ed aria (3b) nella parte superiore. Per effetto del campo di moto

ondoso interagente con la struttura, si instaurano sull'imboccatura del condotto verticale (2) delle fluttuazioni di pressione, che determinano delle oscillazioni all'interno della massa d'acqua contenuta nel condotto e nella camera di assorbimento, corrispondenti alle fasi di cresta e di cavo d'onda. Conseguentemente, la sacca d'aria all'interno della predetta camera (3b) viene alternativamente compressa ed espansa, generando una corrente d'aria all'interno del condotto (5), che collega la camera con l'atmosfera, il cui verso si inverte ogni mezzo periodo d'onda.

L'Ente ha proposto alla Commissione Europea l'utilizzo dei cassoni Rewec3 per l'ambientalizzazione dei porti, ed a tale fine ha partecipato ad un bando comunitario relativo al programma TEN-T 2013: *Study for the development of the green mobility in the port of Civitavecchia through the implementation of the pilot technology REWEC3*. L'INEA ha ritenuto opportuno co-finanziare il progetto tale progetto con l'Azione n.2013-IT-92050-S, conclusasi positivamente il 31.12.2015.



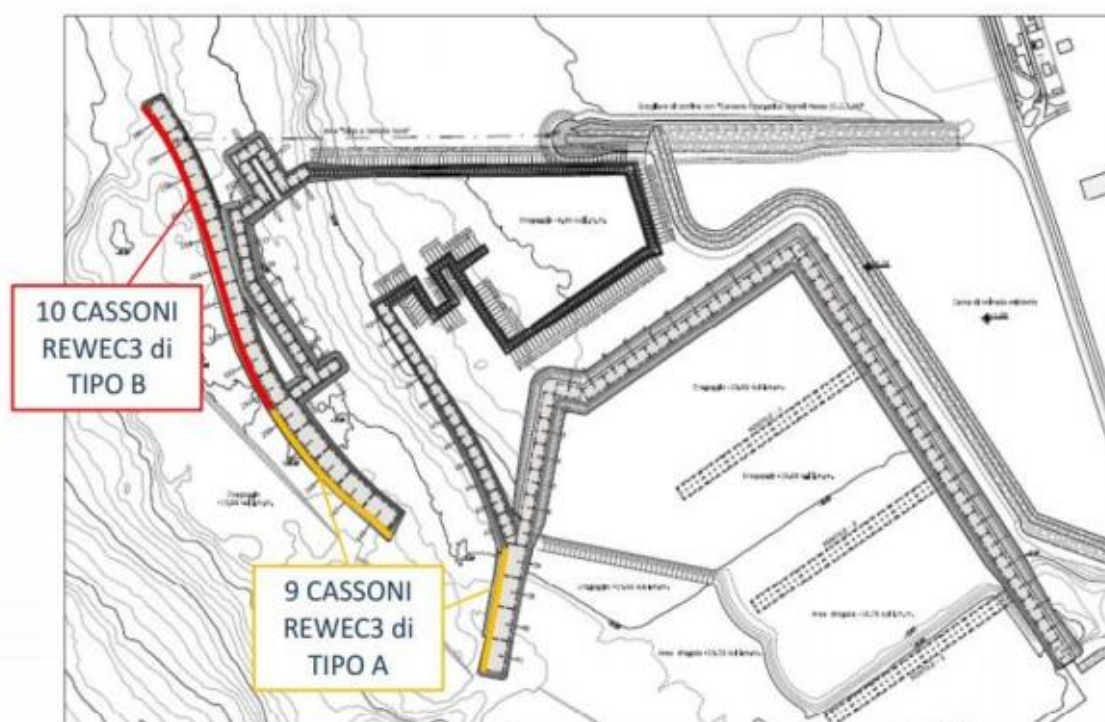
Nell'ambito di tale Azione, è stata installata in uno degli alloggiamenti presenti presso le dighe foranee Rewec3 una turbina auto-rettificante, prodotta dalla Faggiolati Pumps S.p.A., avente le seguenti caratteristiche.

Potenza del generatore elettrico	18 kW _e
Diametro condotto	780 mm
Regime di rotazione	1.000 – 4.000 rpm

Materiale	AISI 316
Peso	1.200 kg
Lunghezza	3.7 m
Massima pressione esercizio	2 bar

A conclusione dell'Azione 2013-IT-92050-S, Enel Green Power S.p.A. ha avanzato richiesta all'Ente di potere continuare i test, installando in luogo di una turbina tipo "Wells" una turbina tipo "ad impulsi".

I cassoni Rewec3 sono posti a protezione delle Darsene Traghetti e Servizi del porto di Civitavecchia, in prossimità del varco Nord portuale.



9.1.5.2 Turbina GiAr su cassoni REWEC 3/3

Considerati i deludenti risultati ottenuti attraverso l'utilizzo di una turbina di Wells nel convertire la cella anti-risacca costituita dai cassoni REWEC, si procederà a verificare l'utilizzo di una turbina denominata GiAr. Rispetto alla Wells, la GiAr ha maggior capacità di produrre in mari poco ondosi e questo ha stuzzicato interesse nell'Ente di Ricerca scozzese, che vede in essa un grosso balzo in avanti nella ricerca delle energie rinnovabili marine a prescindere, questa la grande novità, dalla forza delle onde.

La nuova turbina è stata premiata in campo nazionale a ItaliaCamp di Verona, nel 2012, dove si è classificata al primo posto fra 1.800 progetti presentati da tutta Italia. Grande la visibilità, quindi, e grande anche l'interesse «teorico» con immane pacche sulle spalle all'inventore e le promesse di sostegno finite poi in una bolla di sapone. Da qui l'idea di presentare il progetto a Civitavecchia, sempre attenta al mondo della ricerca.

Il prototipo di tale turbina verrà installato in posizione analoga a quella già utilizzata per testare la turbina di Wells, a cura e spesa del suo inventore e proprietario del brevetto (Artemio Luciani),

forte dei positivi riscontri ottenuti nel 2013 da parte del Scottish Interprise, ente governativo che ha verificato la validità del progetto.

9.1.5.3 Turbina ad impulsi su cassoni REWEC 3/3

Analogamente a quanto detto al precedente punto, Enel Green Power in sinergia con Siemens sta valutando la possibilità di testare a Civitavecchia alcune turbine a impulso, le quali possono essere classificate secondo diverse caratteristiche:

- ÷ numero di schiere rotoriche
- ÷ direzione principale del flusso (assiale, radiale o mista)
- ÷ verso principale del flusso (unidirezionale o bidirezionale)
- ÷ profilo della schiera rotorica (circolare semplice o ellittico)
- ÷ profilo della schiera statorica (aerodinamico o piano)
- ÷ movimentazione della schiera statorica (fissa o mobile)

Di seguito si presentano le varie tipologie di turbine a impulso individuate con questa classificazione.

9.1.5.4 Produzione di e.e. con impianti WaveSax

Un altro impianto a colonna d'acqua oscillante utilizzato dal porto di Civitavecchia sarà quello tipo WaveSax.

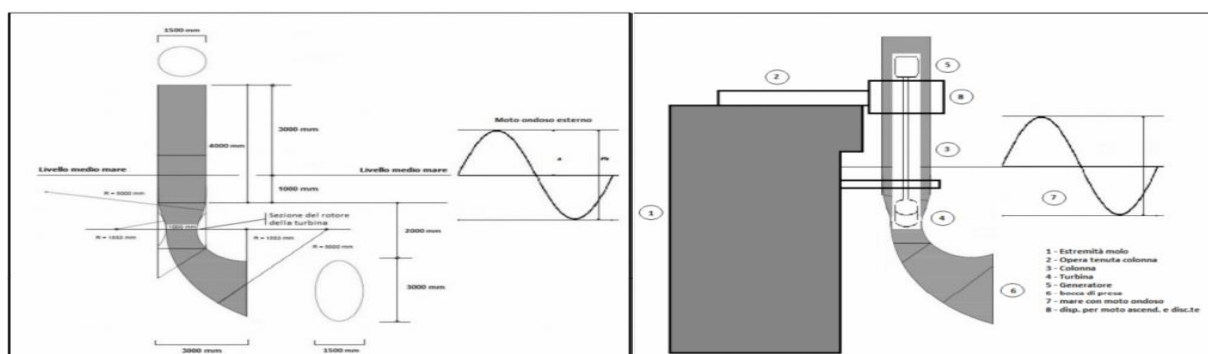
La tecnologia WaveSax è stata messa a punto dalla società strumentale del Gestore del Servizio Elettrico nazionale (G.S.E. S.p.A.), Ricerca sul Sistema Elettrico S.p.A. (R.S.E. S.p.A.), e deriva dalla consolidata tecnologia del micro-idroelettrico.

L'impianto non necessita di opere civili, in quanto la camera di assorbimento è inglobata nel dispositivo e la sua messa in esercizio non necessita pertanto di nuove dighe foranee, ma essendo complementare alla tecnologia Rewec, trova il suo naturale utilizzo presso dighe foranee esistenti o non costruite secondo la tecnologia Rewec.

Gli studi di ricerca nazionali nel settore energetico hanno dedicato particolare attenzione, negli ultimi anni, alla valutazione della producibilità energetica marina lungo le coste italiane. In questo contesto, negli scorsi anni si sono verificate le potenzialità del prototipo di un dispositivo per la conversione di energia da moto ondoso, in diverse condizioni di onda; inoltre è stato ottimizzato il profilo del dispositivo stesso studiando diverse configurazioni. Infine si è proceduto ad inserire nel dispositivo una turbina, individuata come più promettente, al fine di valutare preliminarmente la potenza assorbita da una girante di tipo Wells.

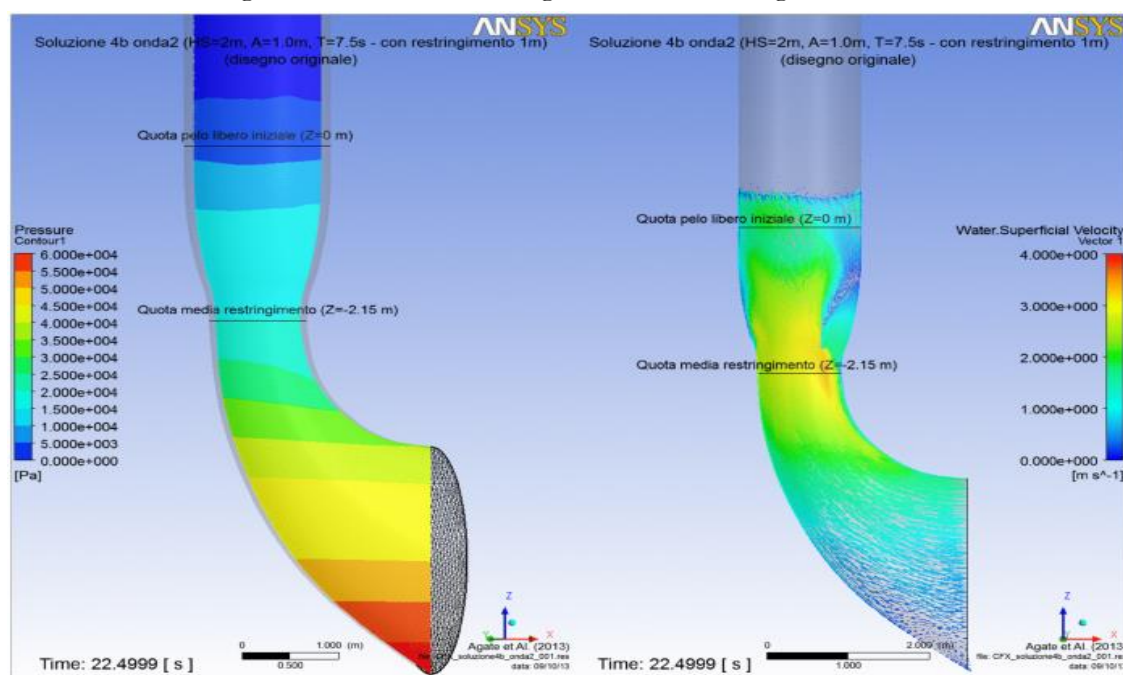
Le prove del prototipo a scala 1:20 sono state effettuate in vasca oceanica presso il laboratorio di idraulica del "HMRC - Hydraulics and Marine Research Centre" dell'Università di Cork, Irlanda (www.ucc.ie/beaufort/). Nella seconda fase è stata realizzata una analisi numerica della componente fissa del dispositivo di riferimento in scala 1:20, mediante l'utilizzo di un modello numerico fluidodinamico a medie di Reynolds (CFD-RANS), con lo scopo di calibrare il modello stesso; tale calibrazione è stata effettuata facendo confronti con tre casi rappresentativi scelti fra le prove in laboratorio realizzate durante la prima fase. Dai risultati della calibrazione della seconda fase è stata effettuata un'analisi fluidodinamica del dispositivo dotato di turbina Wells, valutando la

potenza assorbita dalla girante e verificando l'influenza del coefficiente di flusso (ϕ), del periodo d'onda (T_w) e del numero di pale della girante.



Lo sviluppo del Wavesax, il suo dimensionamento e le caratteristiche strutturali del prototipo che verrà installato presso il Porto di Civitavecchia, devono essere adeguate alle specifiche condizioni meteo marine che insistono sul sito di installazione. A tal proposito, è stato studiato il regime degli stati di mare specifico del paraggio in esame. La potenza associata al moto ondoso è stata computata dapprima a scala regionale, nell'area estesa compresa tra Sant'Agostino a nord e Macchia Tonda a sud, ed in seguito a scala locale, attraverso simulazioni ad alta risoluzione dell'area in cui è sito il Porto di Civitavecchia.

Le analisi numeriche a scala regionale hanno fornito una prima caratterizzazione del regime energetico dell'area di studio e, in particolare, hanno messo in luce alcune aree a maggior potenziale. In virtù delle opportunità logistiche offerte dalle infrastrutture connesse al Porto di Civitavecchia per una installazione sperimentale, per l'analisi di dettaglio del regime energetico ci si è limitati all'area settentrionale del dominio ed in particolare all'antemurale del Porto. La simulazione del moto ondoso ad alta risoluzione (scala locale) è stata resa possibile dalla disponibilità dei dati batimetrici di dettaglio, rilevati tramite indagini con ecoscandaglio multi-beam.



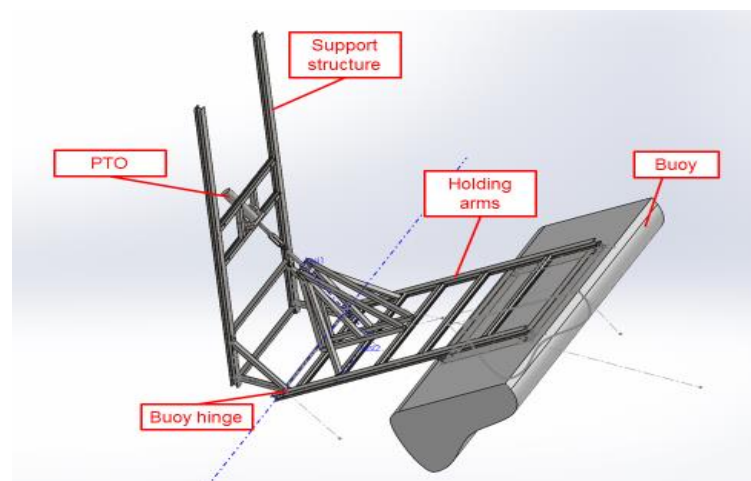
L'impianto è previsto essere installato lungo l'antemurale Cristoforo Colombo, lato mare, direttamente sulla muro paraonde.



9.1.5.5 Produzione di e.e. con impianti Genera

La conversione del moto ondoso in energia elettrica può avvenire con dispositivi diversi da quelli appartenenti alla famiglia degli OWC, che sfruttano il moto relativo indotto dal moto ondoso, quale è l'impianto Genera, messo a punto da Umbra Cuscinetti S.p.A., un'azienda manifatturiera italiana, leader mondiale nella produzione di componenti per applicazioni aerospaziali ed industriali. In particolare, Umbra produce viti a ricircolo di sfere, cuscinetti ed attuatori elettromeccanici nei suoi impianti produttivi di Foligno (PG), dove sono impiegate oltre 700 persone. Recentemente, Umbra sta espandendo le sue attività all'interno del settore dell'energia. In particolare, Umbra ha sviluppato un innovativo sistema di conversione dell'energia da moto ondoso, chiamato Electro-Mechanical Generator (EMG) e lo sta applicando attraverso la tecnologia Genera.

Genera è un convertitore di energia da moto ondoso che consiste nell'integrazione di una boa, di un generatore elettrico basato su una vite a sfere (EMG) e una struttura di supporto. La boa, investita dalle onde, inizia ad oscillare attorno ad una cerniera montata sulla struttura di supporto. Questo movimento viene convertito in energia elettrica da un apposito generatore collegato alla boa. Il sistema può essere installato su moli, banchine, pontili o frangiflutti. Le sue prestazioni possono essere ottimizzate sulla base delle condizioni d'onda di uno specifico sito di installazione. Essendo installato su una struttura fissa, il sistema ha molti vantaggi (facilità di installazione; facilità di manutenzione; costi contenuti).



Le prime attività di sviluppo sono avvenute attraverso finanziamenti regionali e nazionali per le energie rinnovabili. Queste hanno permesso di definire l'architettura di sistema e di sviluppare prototipi a piccola scala. Successivamente, Umbra ha ricevuto grande supporto dal governo scozzese per lo sviluppo tecnologico. Nel 2015, un primo finanziamento ha permesso ad Umbra di sviluppare un dimostratore di rilevanti dimensioni, testato nella vasca navale dell'Università di

Napoli Federico II. Queste attività di sperimentazione hanno permesso di dimostrare le prestazioni del sistema in condizioni controllate ed attrarre l'attenzione pubblica sull'energia da moto ondoso. Il prototipo costruito per le prove in vasca navale ha le seguenti caratteristiche:

- ÷ dimensioni boa (L x W x H): 3.010 x 5.000 x 1.372 mm;
- ÷ massa boa: 2.200 kg;
- ÷ dimensioni struttura di supporto (L x W x H): 114 x 2.460 x 7.000 mm;
- ÷ peso struttura di supporto: 500 kg;
- ÷ lunghezza bracci di supporto boa: 5.850 mm;
- ÷ peso bracci di supporto boa: 700 kg.



Nel 2017, Umbra sta proseguendo le sue attività con il governo Scozzese con l'intenzione di installare un dimostratore in scala reale in mare, nelle Isole Orcadi e testarne le capacità di sopravvivenza in condizioni estreme. Parallelamente un progetto in Italia vede Umbra impegnata nell'installazione di un prototipo simile nel porto di Civitavecchia con l'obiettivo di perfezionare l'architettura del sistema e dimostrare le sue prestazioni in condizioni operative reali.

Gli impianti Genera verranno ancorati nelle pareti esterne (lato mare) delle dighe foranee del porto di Civitavecchia, non interessate dagli impianti WaveSax.



9.1.5.6 Produzione di e.e. con impianti EcoWavePowerSystem

L'Impianto di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile, la cui tecnologia e le cui caratteristiche saranno meglio dettagliate nel seguito, è di tipo off-shore. In una prima fase, della durata di un

anno, sarà installato un impianto di tipo prototipale, di 10kW, all'interno dell'ambito portuale (on-shore), dovendo alcune sue parti essere monitorate continuamente, per definirne la produttività e altri parametri elettrici e ondametrici fondamentali, sui quali si dovrà intervenire fino alla corretta definizione e massimizzazione del rendimento, per procedere poi con l'installazione dell'impianto definitivo capace di produrre fino a 5MW.

Il moto ondoso è un'importante risorsa di energia rinnovabile poiché consente di raccogliere e trasferire grandi quantità di energia: basti pensare che le onde sono in grado di produrre il doppio dell'energia elettrica generata attualmente a livello mondiale.

Per questa ragione, si propone l'installazione, prima on-shore e poi off-shore, di un sistema innovativo in grado di trasformare il moto ondoso in energia elettrica, in maniera pressoché costante e prevedibile. È proprio l'elevata continuità della produzione di energia, del tutto "green", a rendere tale sistema innovativo ed efficiente.

La tecnologia, sviluppata dalla società svedese EWPG Holding AB, fondata a Tel Aviv (Israele) nel 2011, si basa su un sistema costituito dai seguenti elementi:

1. Galleggiante;
2. Pistoni idraulici;
3. Serbatoio idraulico localizzato;
4. Motore idraulico;
5. Generatore elettrico;
6. Accumulatore elettrico.

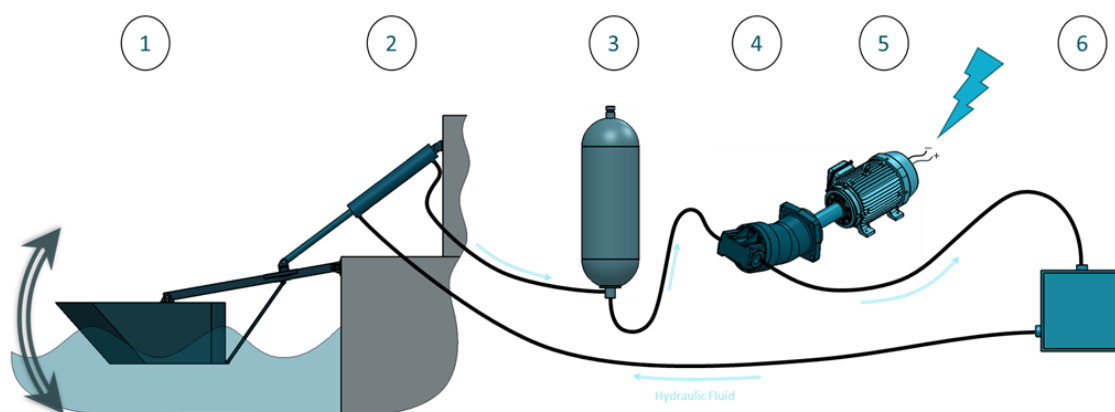


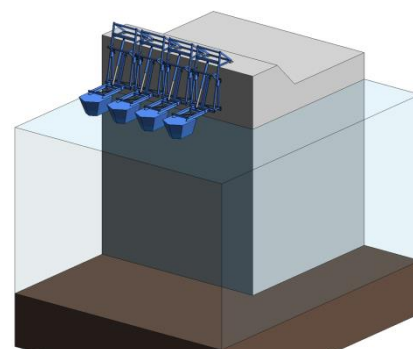
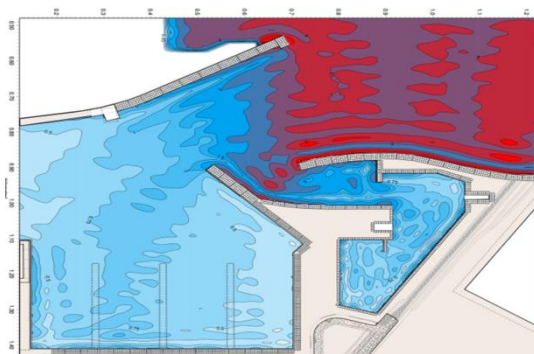
Figura 1: Schema sintetico del funzionamento del sistema

Il movimento del galleggiante comprime e decomprime i pistoni idraulici che trasferiscono il fluido idraulico, biodegradabile, in un serbatoio. La pressione generata nel serbatoio attiva il motore idraulico. L'albero in ingresso al generatore garantisce il trasferimento della potenza meccanica del moto ondoso al generatore elettrico, incaricato della trasformazione finale in potenza elettrica.

Il fluido, dopo la decompressione, ritorna nel serbatoio del fluido idraulico, dove viene riutilizzato dai pistoni, creando così un sistema a circuito chiuso.



Il funzionamento dell'impianto è controllato e monitorato da un sistema di automazione intelligente che protegge anche le parti dell'impianto ed in particolare i galleggianti, in condizioni meteomarine avverse, grazie all'attivazione di un meccanismo di protezione comandato da remoto. Sulla base dei dati di vento e dei dati ondametrici già disponibili per la zona in questione, SJS S.r.l. ha individuato nel Porto di Civitavecchia un sito idoneo all'installazione del sistema EcoWavePower.



In particolare, nella fase preliminare di circa un anno, verrà installato un impianto pilota, di 10 kW, in un'area facilmente accessibile da terra e di caratteristiche strutturali tali da non consentire lo smorzamento del moto ondoso ma piuttosto di amplificarlo ai fini della produzione di energia.

I vantaggi del sistema Eco Wave Power proposto e della sua installazione possono essere così riassunti:

- Utilizzo della risorsa naturale con massimi rendimenti;
- Utilizzo delle strutture e del contesto meteomarinico in maniera efficiente;
- Produzione di energia elettrica "Green";
- Produzione di energia elettrica costante.

Gli impianti verranno ancorati nelle pareti esterne (lato mare) delle dighe foranee del porto di Civitavecchia, non interessate dagli impianti WaveSax.



9.1.6 Impianti eolici

Enel Green Power ha avanzato richiesta di potere verificare la possibilità di installare lungo l'antemurale Cristoforo Colombo degli aerogeneratori. Gli studi condotti hanno evidenziato che il paraggio di Civitavecchia non è idoneo allo sviluppo industriale di tale applicazione in quanto il regime anemometrico è molto incostante e del tipo "rafficato".

Recentemente è stata avanzata da un investitore straniero la possibilità di installare al largo del porto di Civitavecchia un impianto off-shore galleggiante che potrebbe garantire una produzione idonea a decarbonizzare l'intero sistema portuale (c.d. Sistema Energetico Portuale, appresso descritto).

9.1.7 Conclusioni

L'unica F.E.R. che offre garanzie di maturità e di congruità con gli ambiti portuali e retroportuali di Civitavecchia è quelle fotovoltaica, e pertanto questa è alla base del programma di decarbonizzazione dei traffici marittimi/portuali.

Le uniche attività che questa AdSP può autonomamente decarbonizzare prevedono un assorbimento energetico (al 2050) pari a 3.460 MWh, secondo la seguente programmazione (prima illustrata).

MWh	2019	2022	2030	2040	2050
AdSP	143	2.050	2.540	2.950	3.460

L'unico impianto PV direttamente gestito dall'AdSP è il primo ad essere stato installato (quello in Darsena Romana), il quale è connesso alla rete elettrica portuale al fine di soddisfare i fabbisogni energetici delle utenze dell'AdSP, e produce annualmente una quantità di energia pari a circa 143 MWh.

L'Ente prevede di soddisfare i fabbisogni energetici delle utenze intestate all'AdSP attraverso l'installazione presso terreni non utilizzati di impianti PV in grado di soddisfare il fabbisogno energetico massimo previsto per il 2050 (3.460 MWh) già entro il 2022.

L'energia da produrre con i nuovi impianti PV è pari a 3.317 MWh: $3.460 - 143 = 3.317$ MWh.

10.EMISSIONI DI GHG (CO₂)

L'emergenza pandemica causata dalla diffusione del Covid-19 ha imposto di aggiornare la modalità di esplicitazione del carbon footprint associato alle quattro matrici merceologiche omogenee del porto (Crocieristi, Passeggeri traghetti, Merci traghetti, Merci mercantili) già indicate nel DEASP 2017 e nel DEASP 2019.

A seguito degli interventi prima esposti si prevede una drastica riduzione delle emissioni di GHG già a partire dal 2025, considerato che a partire da dicembre 2019 la Commissione Europea ha varato una serie di atti tutti focalizzati a decarbonizzare le diverse attività del continente europea (incluso il settore trasporti) con un cronoprogramma che anticipa scadenze precedentemente fissate per conseguire questo obiettivo.

Si sono considerati due diversi scenari per elettrificare alcune utenze portuali (che in ogni caso potrebbero essere soddisfatte da fonti di produzione basate su combustibili non clima alteranti):

- ÷ elettrificazione utenze portuali attraverso connessione a R.E.N.;
- ÷ isola energetica basata portuale basata su FER.

10.1 Edifici AdSP

Il fabbisogno energetico delle utenze intestate all'AdSP è previsto essere pari a quello appresso indicato.

MWh	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	397	397	527	637	767
FER porto	143	143	143	143	143
totale	540	540	670	780	910

Considerato che il soddisfacimento fabbisogno energetico basato da FER non avere emissioni di GHG, le emissioni di GHG associate alla connessione alla R.E.N. si basa su un "coefficiente medio di emissione di CO₂" riferito all'intero parco di generazione elettrico nazionale che nel corso degli anni andrà a ridursi rispetto a quello del 2016 (assunto valido anche per il 2019), in funzione della maggiore intensità di FER per la produzione nazionale.

grCO ₂ /kWh	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	354	354	180	80	0

10.1.1 Emissioni con R.E.N.

Ipotizzando di non utilizzare ulteriori impianti FER rispetto a quelli in uso nel 2019 (143 MWh), si ha che il seguente carbon footprint.

tCO ₂	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	125,32	125,32	32,40	6,40	0,00

Pertanto, il carbon footprint di questo settore, in base al tasso di utilizzo delle diverse matrici merceologiche omogenee per cui si calcola il tale indicatore è stimata essere quella appresso indicata.

tCO ₂	Utilizzo	2022	2030	2040	2050
Pax (cruise)	25%	31,33	8,10	1,60	0,00
Pax (ferry)	25%	31,33	8,10	1,60	0,00
Merci (ferry)	25%	31,33	8,10	1,60	0,00
Merci (cargo)	25%	31,33	8,10	1,60	0,00

10.1.2 Emissioni con F.E.R. portuali

Ipotizzando di utilizzare esclusivamente impianti FER portuali per soddisfare il fabbisogno energetico delle utenze connettabili alla rete elettrica portuale si ha che il carbon footprint è nullo.

10.2 Illuminazione pubblica

Il fabbisogno energetico delle utenze intestate all'AdSP è previsto essere pari a quello appresso indicato.

MWh	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	1.310	510	630	730	860
FER porto	0	0	0	0	0
totale	1.310	510	630	730	860

Considerato che il soddisfacimento fabbisogno energetico basato da FER non avere emissioni di GHG, le emissioni di GHG associate alla connessione alla R.E.N. si basa su un “coefficiente medio di emissione di CO₂” riferito all'intero parco di generazione elettrico nazionale che nel corso degli anni andrà a ridursi rispetto a quello del 2016 (assunto valido anche per il 2019), in funzione della maggiore intensità di FER per la produzione nazionale.

grCO ₂ /kWh	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	354	354	180	80	0

10.2.1 Emissioni con R.E.N.

Ipotizzando di non utilizzare ulteriori impianti FER rispetto a quelli in uso nel 2019 (143 MWh), si ha che il seguente carbon footprint.

tCO ₂	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	115,94	45,14	28,35	14,60	0,00

Pertanto, il carbon footprint di questo settore, in base al tasso di utilizzo delle diverse matrici merceologiche omogenee per cui si calcola il tale indicatore è stimata essere quella appresso indicata.

tCO ₂	Utilizzo	2022	2030	2040	2050
Pax (cruise)	10%	18,05	11,34	5,84	0,00
Pax (ferry)	30%	54,16	34,02	17,52	0,00
Merci (ferry)	20%	36,11	22,68	11,68	0,00
Merci (cargo)	40%	72,22	45,36	23,36	0,00

10.2.2 Emissioni con F.E.R. portuali

Ipotizzando di utilizzare esclusivamente impianti FER portuali per soddisfare il fabbisogno energetico delle utenze connettabili alla rete elettrica portuale si ha che il carbon footprint è nullo.

10.3 Impianti tecnologici

Il fabbisogno energetico delle utenze intestate all'AdSP è previsto essere pari a quello appresso indicato.

MWh	2019	2022	2030	2040	2050
Fabbisogno	1.000	1.000	1.240	1.440	1.690

Considerato che il soddisfacimento fabbisogno energetico basato da FER non avere emissioni di GHG, le emissioni di GHG associate alla connessione alla R.E.N. si basa su un “coefficiente medio di emissione di CO₂” riferito all'intero parco di generazione elettrico nazionale che nel corso degli anni andrà a ridursi rispetto a quello del 2016 (assunto valido anche per il 2019), in funzione della maggiore intensità di FER per la produzione nazionale.

grCO ₂ /kWh	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	354	354	180	80	0

10.3.1 Emissioni con R.E.N.

Ipotizzando di non utilizzare ulteriori impianti FER rispetto a quelli in uso nel 2019 (143 MWh), si ha che il seguente carbon footprint.

tCO ₂	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	354,00	354,00	223,20	115,20	0,00

Pertanto, il carbon footprint di questo settore, in base al tasso di utilizzo delle diverse matrici merceologiche omogenee per cui si calcola il tale indicatore è stimata essere quella appresso indicata.

tCO ₂	Utilizzo	2022	2030	2040	2050
Pax (cruise)	10%	35,40	22,32	11,52	0,00
Pax (ferry)	50%	177,00	111,60	57,60	0,00
Merci (ferry)	20%	70,80	44,64	23,04	0,00
Merci (cargo)	20%	70,80	44,64	23,04	0,00

10.3.2 Emissioni con F.E.R. portuali

Ipotizzando di utilizzare esclusivamente impianti FER portuali per soddisfare il fabbisogno energetico delle utenze connettibili alla rete elettrica portuale si ha che il carbon footprint si riduce ulteriormente. Tale modalità energetica è prevista in ogni caso essere disponibile dopo il 2025, pertanto lo scenario emissivo associato sarebbe il seguente.

tCO ₂	Utilizzo	2022	2030	2040	2050
Pax (cruise)	10%	35,40	0,00	0,00	0,00
Pax (ferry)	50%	177,00	0,00	0,00	0,00
Merci (ferry)	20%	70,80	0,00	0,00	0,00
Merci (cargo)	20%	70,80	0,00	0,00	0,00

10.4 Utenze portuali connesse a reti elettriche

A seguito della Delibera ARERA 558/2019/eel, a partire dal 01.01.2021 ogni utente portuale connesso a reti elettriche ha la possibilità di contrattualizzare forniture di energia provenienti

esclusivamente da FER. Si stima che nei primi nel 2025 questa tipologia di fornitura verrà utilizzata dal 20% degli utenti portuali, nel 2030 dal 60%, e da tutti a partire dal 2035 in seguito.

MWh	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	12.160	10.940	5.740	0	0
R.E.N. - FER	0	1.220	8.600	16.230	18.530
totale	12.160	12.160	14.340	16.230	18.530

Considerato che il soddisfacimento fabbisogno energetico basato da FER non avere emissioni di GHG, le emissioni di GHG associate alla connessione alla R.E.N. si basa su un “coefficiente medio di emissione di CO₂” riferito all'intero parco di generazione elettrico nazionale che nel corso degli anni andrà a ridursi rispetto a quello del 2016 (assunto valido anche per il 2019), in funzione della maggiore intensità di FER per la produzione nazionale.

grCO₂/kWh	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	354	354	180	80	0

10.4.1 Emissioni con R.E.N.

Ipotizzando di non utilizzare ulteriori impianti FER rispetto a quelli in uso nel 2019 (143 MWh), si ha che il seguente carbon footprint.

tCO₂	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	4.304,64	4.304,64	2.581,20	1.298,40	0,00

Pertanto, il carbon footprint di questo settore, in base al tasso di utilizzo delle diverse matrici merceologiche omogenee per cui si calcola il tale indicatore è stimata essere quella appresso indicata.

tCO₂	Utilizzo	2022	2030	2040	2050
Pax (cruise)	40%	1.721,86	1.032,48	519,36	0,00
Pax (ferry)	23%	990,07	593,68	298,63	0,00
Merci (ferry)	19%	817,88	490,43	246,70	0,00
Merci (cargo)	18%	774,84	464,62	233,71	0,00

10.4.2 Emissioni con F.E.R. portuali

Ipotizzando di utilizzare esclusivamente impianti FER portuali per soddisfare il fabbisogno energetico delle utenze connettabili alla rete elettrica portuale si ha che il carbon footprint si riduce ulteriormente. Tale modalità energetica è prevista in ogni caso essere disponibile dopo il 2025, pertanto lo scenario emissivo associato sarebbe il seguente.

tCO₂	Utilizzo	2022	2030	2040	2050
Pax (cruise)	40%	1.721,86	0,00	0,00	0,00
Pax (ferry)	23%	990,07	0,00	0,00	0,00
Merci (ferry)	19%	817,88	0,00	0,00	0,00
Merci (cargo)	18%	774,84	0,00	0,00	0,00

10.5 Mezzi terrestri

Le utenze non connesse a reti sono essenzialmente veicoli terrestri che fino al 2019 erano alimentate esclusivamente con gasoli e benzine. Tali veicoli potranno usufruire di combustibili

derivati da FER che si ipotizza che coprano circa il 10% entro il 2025, tale tasso di copertura sarà innalzato al 40% entro il 2030; si prevede che i veicoli elettrici (o ibridi) costituiranno il 20% di quelli circolanti in porto entro il 2025, e saranno il 60% a partire dal 2030.

MWh	2019	2022	2030	2040	2050
Fossili	3.300	2.370	0	0	0
GNL/GNC	0	590	0	0	0
Green Fuel	0	170	2.360	2.910	3.620
R.E.N.	0	170	3.540	4.360	6.030
totale	3.300	3.300	5.900	7.270	9.050

Si assume un coefficiente di emissione associato a combustibili derivati da FER ed elettrico (prodotto dall'isola energetica portuale) nullo, si assume che il coefficiente di emissione medio per i veicoli alimentati da combustibili tradizionali sia pari a 500 grCO₂/kWh (460 grCO₂/kWh per il metano). In base a tali considerazioni le emissioni associate a tale tipologia di navi sono pari a quelle indicate nella seguente tabella (tCO₂).

Considerato che il soddisfacimento fabbisogno energetico basato da FER non avere emissioni di GHG, le emissioni di GHG associate alla connessione alla R.E.N. si basa su un “coefficiente medio di emissione di CO₂” riferito all'intero parco di generazione elettrico nazionale che nel corso degli anni andrà a ridursi rispetto a quello del 2016 (assunto valido anche per il 2019), in funzione della maggiore intensità di FER per la produzione nazionale.

grCO₂/kWh	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	354	354	180	80	0

10.5.1 Emissioni con R.E.N.

Le emissioni associate a questo scenario si stimano essere le seguenti.

tCO₂	2019	2022	2030	2040	2050
Fossili	1.650,00	1.185,00	0,00	0,00	0,00
GNL/GNC	0,00	271,40	0,00	0,00	0,00
Green Fuel	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
R.E.N.	0,00	60,18	637,20	348,80	0,00
totale	1.650,00	1.516,58	637,20	348,80	0,00

Pertanto, il carbon footprint di questo settore, in base al tasso di utilizzo delle diverse matrici merceologiche omogenee per cui si calcola il tale indicatore è stimata essere quella appresso indicata.

tCO₂	Utilizzo	2022	2030	2040	2050
Pax (cruise)	16%	242,65	101,95	55,81	0,00
Pax (ferry)	15%	227,49	95,58	52,32	0,00
Merci (ferry)	14%	212,32	89,21	48,83	0,00
Merci (cargo)	55%	834,12	350,46	191,84	0,00

10.5.2 Emissioni F.E.R. portuali

Ipotizzando di utilizzare esclusivamente impianti FER portuali per soddisfare il fabbisogno energetico delle utenze connettabili alla rete elettrica portuale si ha che il carbon footprint si riduce

ulteriormente. Tale modalità energetica è prevista in ogni caso essere disponibile dopo il 2025, pertanto lo scenario emissivo associato sarebbe il seguente.

tCO₂	2019	2022	2030	2040	2050
Fossili	1.650,00	1.185,00	0,00	0,00	0,00
GNL/GNC	0,00	271,40	0,00	0,00	0,00
Green Fuel	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
R.E.N.	0,00	60,18	0,00	0,00	0,00
totale	1.650,00	1.516,58	0,00	0,00	0,00

Pertanto, il carbon footprint di questo settore, in base al tasso di utilizzo delle diverse matrici merceologiche omogenee per cui si calcola il tale indicatore è stimata essere quella appresso indicata.

tCO₂	Utilizzo	2022	2030	2040	2050
Pax (cruise)	16%	242,65	0,00	0,00	0,00
Pax (ferry)	15%	227,49	0,00	0,00	0,00
Merci (ferry)	14%	212,32	0,00	0,00	0,00
Merci (cargo)	55%	834,12	0,00	0,00	0,00

10.6 Navi residenti

Le navi residenti potranno usufruire di combustibili derivati da FER che si ipotizza che coprano circa il 10% entro il 2025, tale tasso di copertura sarà innalzato al 40% entro il 2030, e si prevede che dal 2035 in poi sia pari al 70% (si presume si azzeri entro il 2050).

MWh	2019	2022	2030	2040	2050
Fossile	4.300	4.200	2.110	0	0
Green Fuel	0	100	1.680	3.540	4.320
R.E.N.	0	0	420	1.520	1.850
totale	4.300	4.300	4.210	5.060	6.170

Per il calcolo delle emissioni di GHG si trascura l'apporto associato alla connessione elettrica dei rimorchiatori ormeggiati presso il porto storico data la sua scarsa entità (100MWh/anno).

Posto essere nullo il coefficiente di emissione associato a combustibili derivati da FER, si assume che il coefficiente di emissione per le navi alimentate da combustibili tradizionali sia pari a 735 grCO₂/kWh. In base a tali considerazioni le emissioni associate a tale tipologia di navi sono pari a quelle indicate nella seguente tabella (tCO₂).

Per la R.E.N. si considera il seguente fattore emissivo.

grCO₂/kWh	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	354	354	180	80	0

10.6.1 Emissioni con R.E.N.

Le emissioni associate a questo scenario si stimano essere le seguenti.

tCO₂	2019	2022	2030	2040	2050
Fossile	3.160,50	3.087,00	1.550,85	0,00	0,00

Green Fuel	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
R.E.N.	0,00	0,00	75,60	121,60	0,00
totale	3.160,50	3.087,00	1.626,45	121,60	0,00

Pertanto, il carbon footprint di questo settore, in base al tasso di utilizzo delle diverse matrici merceologiche omogenee per cui si calcola il tale indicatore è stimata essere quella appresso indicata.

tCO₂	Utilizzo	2022	2030	2040	2050
Pax (cruise)	25%	771,75	406,61	30,40	0,00
Pax (ferry)	10%	308,70	162,65	12,16	0,00
Merci (ferry)	10%	308,70	162,65	12,16	0,00
Merci (cargo)	55%	1.697,85	894,55	66,88	0,00

10.6.2 Emissioni F.E.R. portuali

Ipotizzando di utilizzare esclusivamente impianti FER portuali per soddisfare il fabbisogno energetico delle utenze connettabili alla rete elettrica portuale si ha che il carbon footprint si riduce ulteriormente. Tale modalità energetica è prevista in ogni caso essere disponibile dopo il 2025, pertanto lo scenario emissivo associato sarebbe il seguente.

tCO₂	2019	2022	2030	2040	2050
Fossili	1.650,00	3.087,00	0,00	0,00	0,00
Green Fuel	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
R.E.N.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
totale	1.650,00	3.087,00	0,00	0,00	0,00

Pertanto, il carbon footprint di questo settore, in base al tasso di utilizzo delle diverse matrici merceologiche omogenee per cui si calcola il tale indicatore è stimata essere quella appresso indicata.

tCO₂	Utilizzo	2022	2030	2040	2050
Pax (cruise)	25%	771,75	0,00	0,00	0,00
Pax (ferry)	10%	308,70	0,00	0,00	0,00
Merci (ferry)	10%	308,70	0,00	0,00	0,00
Merci (cargo)	55%	1.697,85	0,00	0,00	0,00

Si sottolinea che tale risultato può anche essere raggiunto attraverso l'impiego di combustibili cui non sono associate emissioni di GHG.

10.7 Navi da crociera

Il mix energetico ipotizzato soddisfare il fabbisogno energetico di questa tipologia di nave è quello appresso indicato.

MWh	2019	2022	2030	2040	2050
Fossile	71.000	46.150	5.010	0	0
GNL	0	17.750	18.640	19.570	0
Green Fuel	0	7.100	29.820	36.580	58.950

R.E.N.	0	0	21.080	22.130	23.240
totale	71.000	71.000	74.550	78.280	82.190

Posto essere nullo il coefficiente di emissione associato a combustibili derivati da FER, si assume che il coefficiente di emissione per le navi alimentate da combustibili tradizionali sia pari a 683 grCO₂/kWh, mentre per quella associata all'uso di GNL si assume pari a 600 grCO₂/kWh.

Per la R.E.N. si considera il seguente fattore emissivo.

grCO₂/kWh	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	354	354	180	80	0

10.7.1 Emissioni con R.E.N.

Le emissioni associate a questo scenario si stimano essere le seguenti.

tCO₂	2019	2022	2030	2040	2050
Fossile	48.493,00	31.520,45	3.421,83	0,00	0,00
GNL	0,00	10.650,00	11.184,00	11.742,00	0,00
Green Fuel	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
R.E.N.	0,00	0,00	3.794,40	1.770,40	0,00
totale	48.493,00	42.170,45	18.400,23	13.512,40	0,00

Pertanto, il carbon footprint di questo settore, in base al tasso di utilizzo delle diverse matrici merceologiche omogenee per cui si calcola il tale indicatore è stimata essere quella appresso indicata.

tCO₂	Utilizzo	2022	2030	2040	2050
Pax (cruise)	100%	42.170,45	18.400,23	13.512,40	0,00
Pax (ferry)	0%	0,00	0,00	0,00	0,00
Merci (ferry)	0%	0,00	0,00	0,00	0,00
Merci (cargo)	0%	0,00	0,00	0,00	0,00

10.7.2 Emissioni F.E.R. portuali

Ipotizzando di utilizzare esclusivamente impianti FER portuali per soddisfare il fabbisogno energetico delle utenze connettabili alla rete elettrica portuale si ha che il carbon footprint si riduce ulteriormente. Tale modalità energetica è prevista in ogni caso essere disponibile dopo il 2025, pertanto lo scenario emissivo associato sarebbe il seguente.

tCO₂	2019	2022	2030	2040	2050
Fossili	48.493,00	31.520,45	3.421,83	0,00	0,00
GNL	0,00	10.650,00	11.184,00	11.742,00	0,00
Green Fuel	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
R.E.N.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
totale	48.493,00	42.170,45	14.605,83	11.742,00	0,00

Pertanto, il carbon footprint di questo settore, in base al tasso di utilizzo delle diverse matrici merceologiche omogenee per cui si calcola il tale indicatore è stimata essere quella appresso indicata.

tCO₂	Utilizzo	2022	2030	2040	2050

Pax (cruise)	100%	42.170,45	14.605,83	11.742,00	0,00
Pax (ferry)	0%	0,00	0,00	0,00	0,00
Merci (ferry)	0%	0,00	0,00	0,00	0,00
Merci (cargo)	0%	0,00	0,00	0,00	0,00

Si sottolinea che tale risultato può anche essere raggiunto attraverso l'impiego di combustibili cui non sono associate emissioni di GHG.

10.8 Navi traghetto

Il mix energetico ipotizzato soddisfare il fabbisogno energetico di questa tipologia di nave è quello appresso indicato.

MWh	2019	2022	2030	2040	2050
Fossile	42.800	38.520	27.200	30.650	0
Green Fuel	0	4.280	21.690	41.920	59.660
R.E.N.	0	0	5.330	5.890	6.500
totale	42.800	42.800	54.220	78.460	66.160

Posto essere nullo il coefficiente di emissione associato a combustibili derivati da FER, si assume che il coefficiente di emissione per le navi alimentate da combustibili tradizionali sia pari a 683 grCO₂/kWh.

Per la R.E.N. si considera il seguente fattore emissivo.

grCO ₂ /kWh	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	354	354	180	80	0

10.8.1 Emissioni con R.E.N.

Le emissioni associate a questo scenario si stimano essere le seguenti.

tCO ₂	2019	2022	2030	2040	2050
Fossile	29.232,40	26.309,16	18.577,60	20.933,95	0,00
Green Fuel	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
R.E.N.	0,00	0,00	959,40	471,20	0,00
totale	29.232,40	26.309,16	19.537,00	21.405,15	0,00

Pertanto, il carbon footprint di questo settore, in base al tasso di utilizzo delle diverse matrici merceologiche omogenee per cui si calcola il tale indicatore è stimata essere quella appresso indicata.

tCO ₂	Utilizzo	2022	2030	2040	2050
Pax (cruise)	0%	0,00	0,00	0,00	0,00
Pax (ferry)	55%	16.077,82	14.470,04	10.745,35	11.772,83
Merci (ferry)	35%	10.231,34	9.208,21	6.837,95	7.491,80
Merci (cargo)	10%	2.923,24	2.630,92	1.953,70	2.140,52

10.8.2 Emissioni F.E.R. portuali

Ipotizzando di utilizzare esclusivamente impianti FER portuali per soddisfare il fabbisogno energetico delle utenze connettibili alla rete elettrica portuale si ha che il carbon footprint si riduce

ulteriormente. Tale modalità energetica è prevista in ogni caso essere disponibile dopo il 2025, pertanto lo scenario emissivo associato sarebbe il seguente.

tCO ₂	2019	2022	2030	2040	2050
Fossili	29.232,40	26.309,16	18.577,60	20.933,95	0,00
Green Fuel	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
R.E.N.	0,00	0,00	959,40	471,20	0,00
totale	29.232,40	26.309,16	19.537,00	21.405,15	0,00

Pertanto, il carbon footprint di questo settore, in base al tasso di utilizzo delle diverse matrici merceologiche omogenee per cui si calcola il tale indicatore è stimata essere quella appresso indicata.

tCO ₂	Utilizzo	2022	2030	2040	2050
Pax (cruise)	100%	0,00	0,00	0,00	0,00
Pax (ferry)	0%	16.077,82	0,00	0,00	0,00
Merci (ferry)	0%	10.231,34	0,00	0,00	0,00
Merci (cargo)	0%	2.923,24	0,00	0,00	0,00

Si sottolinea che tale risultato può anche essere raggiunto attraverso l'impiego di combustibili cui non sono associate emissioni di GHG.

10.9 Navi mercantili

Il mix energetico ipotizzato soddisfare il fabbisogno energetico di questa tipologia di nave è quello appresso indicato.

MWh	2019	2022	2030	2040	2050
Fossile	17.100	13.680	4.090	0	0
GNL	0	3.420	4.340	5.800	0
Green Fuel	0	0	8.670	17.080	30.880
R.E.N.	0	0	4.560	6.130	8.240
totale	17.100	17.100	21.660	29.010	39.120

Posto essere nullo il coefficiente di emissione associato a combustibili derivati da FER, si assume che il coefficiente di emissione per le navi alimentate da combustibili tradizionali sia pari a 683 grCO₂/kWh, mentre per quella associata all'uso di GNL si assume pari a 600 grCO₂/kWh.

Per la R.E.N. si considera il seguente fattore emissivo.

grCO ₂ /kWh	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	354	354	180	80	0

10.9.1 Emissioni con R.E.N.

Le emissioni associate a questo scenario si stimano essere le seguenti.

tCO ₂	2019	2022	2030	2040	2050
Fossile	11.679,30	9.343,44	2.793,47	0,00	0,00
GNL	0,00	2.052,00	2.604,00	3.480,00	0,00
Green Fuel	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

R.E.N.	0,00	0,00	820,80	490,40	0,00
totale	11.679,30	11.395,44	6.218,27	3.970,40	0,00

Pertanto, il carbon footprint di questo settore, in base al tasso di utilizzo delle diverse matrici merceologiche omogenee per cui si calcola il tale indicatore è stimata essere quella appresso indicata.

tCO₂	Utilizzo	2022	2030	2040	2050
Pax (cruise)	5%	569,77	310,91	198,52	0,00
Pax (ferry)	0%	0,00	0,00	0,00	0,00
Merci (ferry)	5%	569,77	310,91	198,52	0,00
Merci (cargo)	90%	10.255,90	5.596,44	3.573,36	0,00

10.9.2 Emissioni F.E.R. portuali

Ipotizzando di utilizzare esclusivamente impianti FER portuali per soddisfare il fabbisogno energetico delle utenze connettabili alla rete elettrica portuale si ha che il carbon footprint si riduce ulteriormente. Tale modalità energetica è prevista in ogni caso essere disponibile dopo il 2025, pertanto lo scenario emissivo associato sarebbe il seguente.

tCO₂	2019	2022	2030	2040	2050
Fossili	11.679,30	9.343,44	0,00	0,00	0,00
GNL	0,00	2.052,00	0,00	0,00	0,00
Green Fuel	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
R.E.N.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
totale	11.679,30	11.395,44	0,00	0,00	0,00

Pertanto, il carbon footprint di questo settore, in base al tasso di utilizzo delle diverse matrici merceologiche omogenee per cui si calcola il tale indicatore è stimata essere quella appresso indicata.

tCO₂	Utilizzo	2022	2030	2040	2050
Pax (cruise)	100%	569,77	0,00	0,00	0,00
Pax (ferry)	0%	0,00	0,00	0,00	0,00
Merci (ferry)	0%	569,77	0,00	0,00	0,00
Merci (cargo)	0%	10.255,90	0,00	0,00	0,00

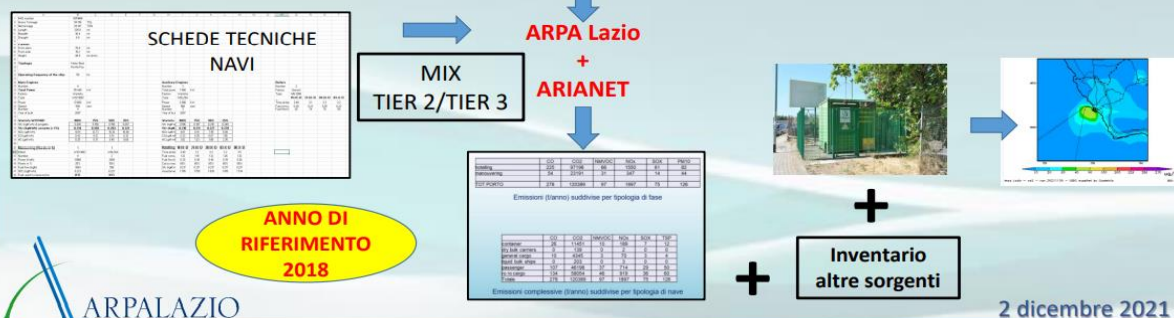
Si sottolinea che tale risultato può anche essere raggiunto attraverso l'impiego di combustibili cui non sono associate emissioni di GHG.

10.10 Stima emissioni di ARPA Lazio

Quanto prima indicato è stato confermato da ARPA Lazio come sintetizzato nella relazione del 02.12.2021, appresso riassunta.

I metodi di stima utilizzati da ARPA sono gli stessi utilizzati dall'AdSP secondo il seguente schema, e derivano dall'inventario EMEP Corin Air.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q			
1	Name	Data Attivo	Data Cessato	Data Partenza	Ora Partenza	Bandiera	Tipologia	Nome	IMO	Call Sign	Stazza Navi	Stazza Lda	Lunghezza	Larghezza	Altezza	Porto	Pescaggio	MAX	Linea
2	NIRAGHES	19/01/01	06/30	19/01/01	22:35	10	PASSENGER	RO-BO SHIP	9293404185	18 583	39 798	213,96	28,4	0	3 900	7,3	0	CVT/AVECCHIA -	
3	MORY DADA	19/01/01	09/40	19/01/01	06:05	18	PASSENGER	CARGO SHIP	9191133	IRRI	17 143	34 093	160,99	29	100	1 000	6,88	0	CVT/AVECCHIA - CAGLIARI
4	ATHARA	19/01/01	18/06	19/01/01	06:45	18	PASSENGER	CARGO SHIP	91052	IRRI	1 652	31,74	11,35	0	173	0	0	CVT/AVECCHIA - CAGLIARI	
5	NSC CRISTIANA	19/01/02	08/45	19/01/02	22:40	20	PASSENGER	RO-BO SHIP	9263555	IRTT	25 744	35 726	213,96	28,4	0	4 700	7,3	0	CVT/AVECCHIA -
6	NSC TOMMY	19/01/02	09/10	19/01/02	18:00	18	PASSENGER	CARGO SHIP	932296	IRTT	16 783	39 835	199,08	32,26	0	0	11,2	0	CVT/AVECCHIA -
7	GRANDE ITALIA	19/01/02	09/10	19/01/02	18:11	18	PASSENGER	CARGO SHIP	922191	IRTT	9 856	20 362	105,86	28,4	0	6 070	7,3	0	CVT/AVECCHIA - ARBATAA
8	CATANIA	19/01/02	09/40	19/01/02	15:15	23	PASSENGER	RO-BO SHIP	9227912	IRTT	13 441	31 726	176	31	0	12 594	8,67	0	CVT/AVECCHIA -
9	LORENZANIS	19/01/02	10/01	19/01/02	15:15	23	PASSENGER	RO-BO SHIP	924154	IRTT	5 000	25 995	186,35	25,6	0	7 150	6,42	0	CVT/AVECCHIA - TUNISI



Quadro di riferimento: convenzione in ambito SNPA tra ISPRA e alcune ARPA



+

EF - Tier 1

CO
SO ₂
microinj.

EF – IPCC 2006

CO₂

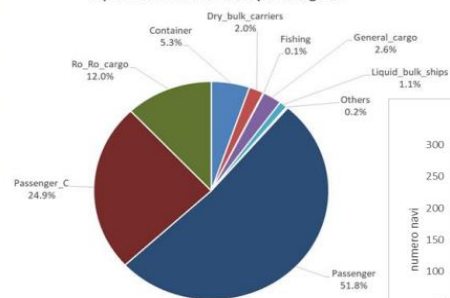
- ✳ le navi Passenger sono state distinte in
 - Passenger (traghetti e Ro Pax)
 - Passenger C (navi da crociera)

Applicazione al porto di Civitavecchia Traffico 2019

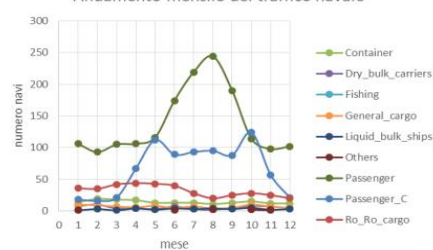


Categoria nave	N accosti
Container	170
Dry_bulk_carriers	65
General_cargo	83
Liquid_bulk_ships	35
Passenger	1667
Passenger_C	801
Ro_Ro_cargo	386
Fishing	3
Others	7
TOTALE	3217

Ripartizione traffico 2019 per categoria



Andamento mensile del traffico navale



2 dicembre 2021

Applicazione al porto di Civitavecchia



I elaborazione: solo navi

	A	B	C	D	Barra della formula		F	G	H	I	J	K	L	M	N			
1	ID	year	arr_berth	month	arr_berth	day	arr_berth	hour	arr_berth	min	arr_berth	GT	ID_Terminal	N_tugs	EMEP_ship_category	Total_Manoeuvring_time(hh.dec)	Total_Hotelling_time(hh.dec)	Cruise_length(km)
2	1	2019	1	1	1	6	30	39798	20	0	Passenger	1	16.1	0				
3	2	2019	1	1	1	9	40	34093	18	0	Passenger	1	10.4	0				
4	3	2019	1	1	1	18	6	2810	37	0	General_cargo	1	19.7	0				
5	4	2019	1	2	2	6	45	35736	20	0	Passenger	1	15.9	0				
6	5	2019	1	2	2	8	45	59835	26	0	Ro_Ro_cargo	1	11.3	0				
7	6	2019	1	2	2	9	10	32302	18	0	Passenger	1	9.8	0				

II elaborazione: solo rimorchiatori

Anno	Numero prestazioni			Consumi rimorchiatori
	Porto	TVN	Totale	
2019	1.975	312	2.287	580 Mg

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	ID	year	arr_berth	month	arr_berth	day	arr_berth	hour	arr_berth	min	arr_berth	GT
2 <td>1</td> <td>2019</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>12</td> <td>0</td> <td>358</td> <td>1</td> <td>0</td> <td>Tugs</td> <td>EMEP_ship_category</td>	1	2019	1	1	1	12	0	358	1	0	Tugs	EMEP_ship_category
3	2	2019	1	1	1	12	0	358	1	0	Tugs	Total_Manoeuvring_time(hh.dec)
4	3	2019	1	1	1	12	0	358	1	0	Tugs	Total_Hotelling_time(hh.dec)
5	4	2019	1	1	1	12	0	358	1	0	Tugs	Cruise_length(km)
6	5	2019	1	1	1	12	0	358	1	0	Tugs	

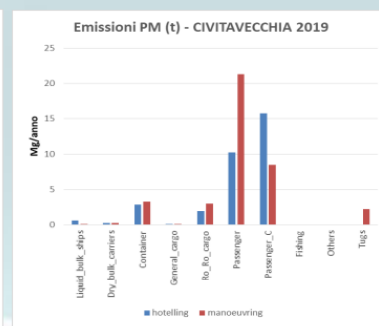
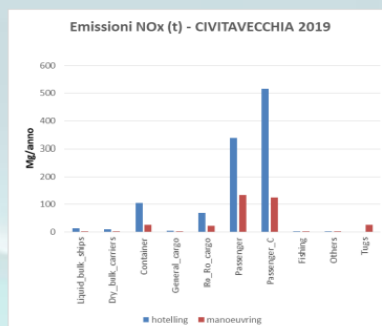
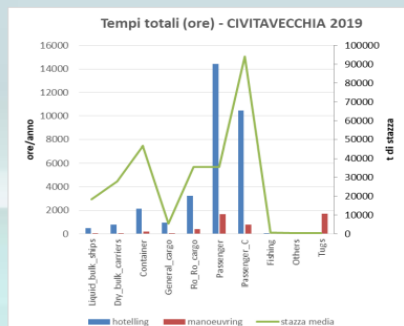


MATCHING consumo combustibile

596 Mg

2 dicembre 2021

Applicazione al porto di Civitavecchia Risultati 1/2



	NOx (t)	NM VOC (t)	PM (t)	CO (t)	CO2 (kt)
hotelling	1054	45	32	137	59
manoeuvring	335	34	39	53	23
totale	1389	79	71	190	82



2 dicembre 2021

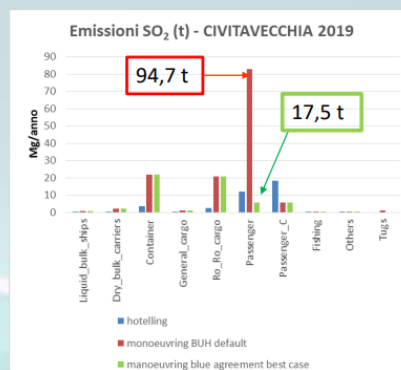
Applicazione al porto di Civitavecchia Risultati 2/2



Art. 295 Dlgs 152/06 e smi

- Vieta utilizzo in acque territoriali, zone economiche esclusive di combustibili marini con tenore di zolfo superiore al 3,50% in massa dal 18 giugno 2014. Dal 1° gennaio 2020 è previsto un limite del 0,50% in massa
- Vieta immissione in mercato di gasoli marini con tenore di zolfo superiore al 0,10% in massa
- Vieta immissione in mercato di oli diesel marini con tenore di zolfo superiore al 1,50% in massa
- Vieta utilizzo in acque territoriali, zone economiche esclusive di combustibili marini con tenore di zolfo superiore al 1,50% in massa per navi passeggeri, le quali effettuano un servizio di linea proveniente da o diretto ad un porto di un Paese dell'Unione Europea
- Vieta utilizzo di combustibili marini con tenore di zolfo superiore a 0,10% in massa per navi all'ormeggio

Ipotesi default BUH vs Best case



2 dicembre 2021

11.INDICATORI ENERGETICI ED AMBIENTALI

L'emergenza pandemica causata dalla diffusione del Covid-19 ha imposto di aggiornare la modalità di esplicitazione del carbon footprint associato alle quattro matrici merceologiche omogenee del porto (Crocieristi, Passeggeri traghetti, Merci traghetti, Merci mercantili) già indicate nel DEASP 2017 e nel DEASP 2019.

Preliminarmente, si procederà a riportare gli indicatori di efficienza energetica delle citate quattro matrici merceologiche omogenee del porto.

Infatti, le direttrici in base alle quali conseguire la completa decarbonizzazione dei traffici sono due:

- ÷ l'incremento dell'efficienza del sistema energetico portuale (misurato attraverso l'indicatore di efficienza energetica);
- ÷ la sostituzione di fonti energetiche fossili con altre rinnovabili (misurato attraverso il carbon foot-print).

Risulta opportuno riportare entrambi gli indicatori (energetici ed ambientali), in quanto essi sono complementari nel conseguimento dell'obiettivo ultimo della decarbonizzazione dei traffici portuali, anche se il primo risente di fattori globali (essenzialmente il calo dei traffici, e la scarsa saturazione della capacità di carico), a cui risulta meno sensibile il secondo (in quanto le emissioni dipendono quasi esclusivamente dalla sola tecnologia implementata).

11.1 Indicatori di efficienza energetica

11.1.1 Indicatore efficienza energetica crocierista

Il fabbisogno energetico destinato (espresso in MWh) a soddisfare le esigenze dei passeggeri crocieristi è stato stimato come segue.

Settore	2022	2030	2040	2050
Edifici AdSP	135,00	167,50	195,00	227,50
Illuminazione	51,00	63,00	73,00	86,00
Impianti	100,00	124,00	144,00	169,00
Utenze Reti	4.864,00	5.736,00	6.492,00	7.412,00
Mezzi terra	528,00	944,00	1.163,20	1.448,00
Navi Residenti	1.075,00	1.052,50	1.265,00	1.542,50
Navi Cruise	71.000	74.550	78.280	82.190
Navi Ferry	0,00	0,00	0,00	0,00
Navi Cargo	855,00	1.083,00	1.450,50	1.956,00
totale	78.608,00	83.720,00	89.062,70	95.031,00

I traffici relativi a questo settore merceologico sono previsti essere i seguenti.

Numero	2022	2030	2040	2050
Pax cruise	2.650.000	3.350.000	3.700.000	4.000.000

Mettendo a rapporto i due indicatori (emissioni e volume di traffico) si ottiene il carbon footprint relativo a questa matrice merceologica omogenea.

kWh/pax	2022	2030	2040	2050

Pax cruise	29,66	24,99	24,07	23,76

11.1.2 Indicatore efficienza energetica passeggero traghetti

Il fabbisogno energetico destinato (espresso in MWh) a soddisfare le esigenze dei passeggeri trasportati da traghetti è stato stimato come segue.

Settore	2022	2030	2040	2050
Edifici AdSP	135,00	167,50	195,00	227,50
Illuminazione	153,00	189,00	219,00	258,00
Impianti	500,00	620,00	720,00	845,00
Utenze Reti	2.796,80	3.298,20	3.732,90	4.261,90
Mezzi terra	495,00	885,00	1.090,50	1.357,50
Navi Residenti	430,00	421,00	506,00	617,00
Navi Cruise	0,00	0,00	0,00	0,00
Navi Ferry	23.540,00	29.821,00	43.153,00	36.388,00
Navi Cargo	0,00	0,00	0,00	0,00
totale	28.049,80	35.401,70	49.616,40	43.954,90

I traffici relativi a questo settore merceologico sono previsti essere i seguenti.

Numero	2022	2030	2040	2050
Pax traghetti	1.800.000	2.660.000	4.330.000	4.500.000

Mettendo a rapporto i due indicatori (emissioni e volume di traffico) si ottiene il carbon footprint relativo a questa matrice merceologica omogenea.

kWh/pax	2022	2030	2040	2050
Pax ferry	15,58	13,31	11,46	9,77

11.1.3 Indicatore efficienza energetica delle merci traghetti

Il fabbisogno energetico destinato (espresso in MWh) a soddisfare le esigenze delle merci trasportate da traghetti è stato stimato come segue.

Settore	2022	2030	2040	2050
Edifici AdSP	135,00	167,50	195,00	227,50
Illuminazione	102,00	126,00	146,00	172,00
Impianti	200,00	248,00	288,00	338,00
Utenze Reti	2.310,40	2.724,60	3.083,70	3.520,70
Mezzi terra	462,00	826,00	1.017,80	1.267,00
Navi Residenti	430,00	421,00	506,00	617,00
Navi Cruise	0,00	0,00	0,00	0,00
Navi Ferry	14.980,00	18.977,00	27.461,00	23.156,00
Navi Cargo	855,00	1.083,00	1.450,50	1.956,00
totale	19.474,40	24.573,10	34.148,00	31.254,20

I traffici relativi a questo settore merceologico sono previsti essere i seguenti.

Tonnellate	2022	2030	2040	2050
Merci traghetti	5.500.000	6.900.000	9.200.000	12.000.000

Mettendo a rapporto i due indicatori (emissioni e volume di traffico) si ottiene il carbon footprint relativo a questa matrice merceologica omogenea.

kWh/tonn.	2022	2030	2040	2050
Merci ferry	3,54	3,56	3,71	2,60

11.1.4 Indicatore efficienza energetica merci mercantili

Il fabbisogno energetico destinato (espresso in MWh) a soddisfare le esigenze delle merci trasportate da traghetti è stato stimato come segue.

Settore	2022	2030	2040	2050
Edifici AdSP	135,00	167,50	195,00	227,50
Illuminazione	204,00	252,00	292,00	344
Impianti	200,00	248,00	288,00	338,00
Utenze Reti	2.188,80	2.581,20	2.921,40	3.335,40
Mezzi terra	1.815,00	3.245,00	3.998,50	4.977,50
Navi Residenti	2.365,00	2.315,50	2.783,00	3.393,50
Navi Cruise	0,00	0,00	0,00	0,00
Navi Ferry	4.280,00	5.422,00	7.846,00	6.616,00
Navi Cargo	15.390,00	19.494,00	26.109,00	35.208,00
totale	26.577,80	33.725,20	44.432,90	54.439,90

I traffici relativi a questo settore merceologico sono previsti essere i seguenti.

Tonnellate	2022	2030	2040	2050
Merci mercantili	3.200.000	4.730.000	12.270.000	16.500.000

Mettendo a rapporto i due indicatori (emissioni e volume di traffico) si ottiene il carbon footprint relativo a questa matrice merceologica omogenea.

kWh/tonn.	2022	2030	2040	2050
Merci cargo	8,31	7,13	3,62	3,30

11.1.5 Andamento indicatori efficienza energetica

Nei precedenti DEASP erano indicati i carbon footprint relativi ai 4 settori merceologici omogenei in cui si sono divisi traffici del porto di Civitavecchia, appare necessario sostituire quelli relativi ai prossimi anni in funzione del mutato scenario emissivo previsto.

Efficienza	2018	2022	2030	2040	2050
Pax cruise	32,23	29,66	24,99	24,07	23,76
Pax ferry	14,55	15,58	13,31	11,46	9,77
Merci ferry	3,53	3,54	3,56	3,71	2,60
Merci cargo	4,35	8,31	7,13	3,62	3,30

La riduzione dell'efficienza del comparto mercantile è per la totalità attribuibile alla eliminazione dei traffici energetici diretti alla centrale termoelettrica di Torre Valdaliga Nord di Enel Produzione Spa, che è caratterizzato da navi di grande portata (anche oltre 60.000 tonnellate, per oltre 5.000.000 di tonnellate anno) che scaricano/caricano l'intero carico presso i pontili Enel.

Inoltre, gli indicatori si riferiscono a volumi di traffico prudenziali, caratterizzati da non completa saturazione della capacità di carico (ma da valori compresi tra il 50% ed il 60%), anche per tenere conto delle conseguenze dell'emergenza pandemica 2020-2021 sugli anni successivi.

11.2 Carbon footprint con R.E.N.

11.2.1 Carbon footprint crocieristi

A partire dal 01.01.2020, MSC Crociere ha avviato il programma “Blu Carbon Initiative” tesa a compensare totalmente tutte le emissioni di GHG connesse alle proprie attività. Considerato che alle navi di MSC Crociere è associato un fabbisogno energetico pari a circa il 23% di quello complessivo del comparto crocieristico, le emissioni del comparto crocieristico verranno compensate in pari misura (23%). Di tale accordo non si tiene conto nel presente DEASP in quanto non è certo che lo stesso abbia validità per gli anni a venire.

Settore	2022	2030	2040	2050
AdSP	84,78	41,76	18,96	0
Reti	1.721,86	1.032,48	519,36	0,00
Mezzi	242,65	101,95	55,81	0,00
Residenti	771,75	406,61	30,40	0,00
Cruise	42.170,45	18.400,23	13.512,40	0,00
Ferry	0,00	0,00	0,00	0,00
Cargo	569,77	310,91	198,52	0,00
totale	45.561,26	20.293,94	14.335,45	0,00

I traffici relativi a questo settore merceologico sono previsti essere i seguenti.

Numero	2022	2030	2040	2050
Pax cruise	2.650.000	3.350.000	3.700.000	4.000.000

Mettendo a rapporto i due indicatori (emissioni e volume di traffico) si ottiene il carbon footprint relativo a questa matrice merceologica omogenea.

kgCO ₂ /pax	2022	2030	2040	2050
Pax cruise	17,19	6,06	3,87	0,00

11.2.2 Carbon footprint passeggeri traghetti

Negli ultimi 6 anni l'ente ha avviato un processo teso a decarbonizzare le attività di istituto dell'Ente, che si può considerare concluso nel 2021.

Settore	2022	2030	2040	2050
AdSP	262,49	153,72	76,72	0
Reti	990,07	593,68	298,63	0,00
Mezzi	227,49	95,58	52,32	0,00
Residenti	308,70	162,65	12,16	0,00
Cruise	0,00	0,00	0,00	0,00
Ferry	16.077,82	14.470,04	10.745,35	11.772,83
Cargo	0,00	0,00	0,00	0,00

totale	17.866,57	15.475,67	11.185,18	11.772,83

I traffici relativi a questo settore merceologico sono previsti essere i seguenti.

Numero	2022	2030	2040	2050
Pax traghetti	1.800.000	2.660.000	4.330.000	4.500.000

Mettendo a rapporto i due indicatori (emissioni e volume di traffico) si ottiene il carbon footprint relativo a questa matrice merceologica omogenea.

kgCO₂/pax	2022	2030	2040	2050
Pax ferry	9,93	5,82	2,58	2,62

11.2.3 Carbon footprint merci traghetti

Negli ultimi 6 anni l'ente ha avviato un processo teso a decarbonizzare le attività di istituto dell'Ente, che si può considerare concluso nel 2021.

Settore	2022	2030	2040	2050
AdSP	138,24	75,42	36,32	0
Reti	817,88	490,43	246,70	0,00
Mezzi	212,32	89,21	48,83	0,00
Residenti	308,70	162,65	12,16	0,00
Cruise	0,00	0,00	0,00	0,00
Ferry	10.231,34	9.208,21	6.837,95	7.491,80
Cargo	569,77	310,91	198,52	0,00
totale	12.278,25	10.336,83	7.380,48	7.491,80

I traffici relativi a questo settore merceologico sono previsti essere i seguenti.

Tonnellate	2022	2030	2040	2050
Merci traghetti	5.500.000	6.900.000	9.200.000	12.000.000

Mettendo a rapporto i due indicatori (emissioni e volume di traffico) si ottiene il carbon footprint relativo a questa matrice merceologica omogenea.

kgCO₂/tonn.	2022	2030	2040	2050
Merci ferry	2,23	1,50	0,80	0,62

11.2.4 Carbon footprint merci mercantili

Negli ultimi 6 anni l'ente ha avviato un processo teso a decarbonizzare le attività di istituto dell'Ente, che si può considerare concluso nel 2021.

Settore	2022	2030	2040	2050
AdSP	174,35	98,1	48	0
Reti	774,84	464,62	233,71	0,00
Mezzi	834,12	350,46	191,84	0,00
Residenti	1.697,85	894,55	66,88	0,00
Cruise	0,00	0,00	0,00	0,00
Ferry	2.923,24	2.630,92	1.953,70	2.140,52
Cargo	10.255,90	5.596,44	3.573,36	0,00
totale	16.660,30	10.035,09	6.067,49	2.140,52

I traffici relativi a questo settore merceologico sono previsti essere i seguenti.

Tonnellate	2022	2030	2040	2050
Merci mercantili	3.200.000	4.730.000	12.270.000	16.500.000

Mettendo a rapporto i due indicatori (emissioni e volume di traffico) si ottiene il carbon footprint relativo a questa matrice merceologica omogenea.

kgCO₂/tonn.	2022	2030	2040	2050
Merci cargo	5,20	2,12	0,49	0,13

11.2.5 Andamento carbon footprint

Nei precedenti DEASP erano indicati i carbon footprint relativi ai 4 settori merceologici omogenei in cui si sono divisi traffici del porto di Civitavecchia, appare necessario sostituire quelli relativi ai prossimi anni in funzione del mutato scenario emissivo previsto.

footprint	2018	2022	2030	2040	2050
Pax cruise	21,78	17,19	6,06	3,87	0,00
Pax ferry	11,59	9,93	5,82	2,58	2,62
Merci ferry	1,86	2,23	1,50	0,80	0,62
Merci cargo	2,95	5,20	2,12	0,49	0,13

Questo indicatore non risente delle variazioni dei traffici, in quanto avente considerato la quasi completa decarbonizzazione del sistema portuale, il suo valore è determinato dalle tecnologie impiegate.

12.LA COMUNITA' ENERGETICA PORTUALE

L'AdSP ritiene necessaria per la decarbonizzazione dei traffici marittimo/portuali la creazione di una comunità energetica portuale, basata sull'intelligente utilizzo dell'energia elettrica prodotta da impianti di produzione primaria da F.E.R. gestiti dall'Ente.

La configurazione ottimale della comunità energetica rinnovabile portuale (CER-P) è la seguente:

- ÷ approvvigionamento di tutte le utenze elettrica (basate a terra e marittima) attraverso la rete elettrica portuale, gestita da un apposito sistema neurale (smart grid neurale);
- ÷ utilizzo della connessione alla R.E.N. (da circa 10 MWe) quale back-up dell'intero sistema elettrico;
- ÷ produzione dell'energia elettrica utilizzata da utenze fisse (edifici e simili) basati a terra a mezzo di un impianto fotovoltaico realizzato su aree retroportuali facenti parte del patrimonio immobiliare dell'Ente;
- ÷ produzione dell'energia elettrica necessaria a soddisfare le restanti utenze attraverso un impianto eolico flottante;
- ÷ utilizzo di celle elettrochimiche per stabilizzare la produzione di F.E.R.;
- ÷ implementazione della capacità di accumulo attraverso celle a combustibile alimentate con idrogeno "verde".

12.1 Fasi di implementazione della CER-P

Sono previste tre differenti fasi di implementazione della CER-P, principalmente determinate in funzione della maturità delle tecnologie utilizzate e della copertura finanziaria:

- ÷ fase iniziale (o programma a breve termine), implementazione della rete elettrica portuale a smart grid neurale alimentata da un impianto PV realizzato su aree retroportuali, ed utilizzo della connessione alla R.E.N. quale back-up del sistema elettrico portuale;
- ÷ fase intermedia (o programma a medio termine), realizzazione a cura e spesa di armatori e terminalisti delle infrastrutture necessarie a decarbonizzare il naviglio scalante/residente;
- ÷ fase finale (o programma a lungo termine), incremento dell'energia rinnovabile utilizzata dalla smart grid attraverso la connessione ad un parco eolico flottante, e stabilizzazione del sistema elettrico attraverso batterie di flusso e celle a combustibile, entrambe a zero impatto clima alterante.

12.2 Maturità tecnologica della CER-P

Alla data del presente DEASP tutte le tecnologie utilizzate per la creazione della CER-P sono commercialmente disponibili ed in fase di rapida evoluzione, a seguito della quale verranno aumentate le efficienze dei diversi dispositivi e ridotti i relativi costi.

L'unica tecnologia avente un grado di maturità inferiore alle altre è quella connessa all'utilizzo di celle a combustibile alimentate con "idrogeno verde":

- ÷ l'efficienza è pari a circa 1/3 di quella dei sistemi di accumulo elettrochimici e delle batterie di flusso;
- ÷ il costo di costruzione e di gestione non è industrialmente sostenibile.

12.3 Criticità della CER-P

Alla data del presente DEASP la normativa che disciplina l'esercizio delle comunità energetiche rinnovabili non prevede la CER-P.

Questa AdSP al fine di dare corso alla CER-P ha richiesto all'Autorità competente (ARERA), dandone conoscenza alle Amministrazioni coinvolte nel processo di decarbonizzazione, di chiarire se la configurazione della CER-P contrasta con la regolamentazione vigente.

12.4 Vantaggi della CER-P

La Commissione UE ed il Governo Italiano hanno promosso la creazione delle CER per alcuni evidenti vantaggi prima descritti:

- ÷ risparmio economico,
- ÷ benefici ambientali,
- ÷ resilienza alla povertà energetica,
- ÷ risparmio energetico,
- ÷ economia collaborativa.

Nel caso della CER-P di Civitavecchia questi vantaggi verrebbero ad essere amplificati, e consentirebbero la sostenibilità tecnico-economica del processo di decarbonizzazione dei traffici portuali, e consentirebbero l'elettrificazione delle banchine portuali, ed il pieno controllo sulla filiera correlata al processo di decarbonizzazione.

13.INTERVENTI NECESSARI ALLA CREAZIONE DELLA COMUNITA' ENERGETICA PORTUALE

A seguito dell'emergenza pandemica, le normative comunitarie e nazionali in materia di decarbonizzazione, si sono fatte sempre più stringenti, e sono diventate la base dell'art. 4 Bis della Legge 84/1994. In particolare, come analizzato nel capitolo inerente al quadro legislativo, le normative portuali a riguardo sono andate a divenire sempre più specifiche andando così a proiettarsi verso uno scenario di gestione delle infrastrutture e dei sistemi sempre più energeticamente sostenibile.

Al fine di ottenere la riduzione delle emissioni richiesto da tali normative, e al fine di perseguire l'obiettivo di una gestione del sistema di distribuzione del porto che possa coprire gli standard richiesti dalla normativa, nei paragrafi successivi, sono stati sviluppati interventi di vario genere il cui fine è quello di efficientare il sistema energetico portuale rendendolo adeguato alla situazione attuale e pronto per lo scenario futuro in previsione di un aumento del fabbisogno.

Gli interventi su quello che fino ad ora è stato definito il settore "apparati fissi" va a raggruppare tutti gli interventi che proporranno una modifica, più o meno importante a quella che è l'attuale conformazione dell'infrastruttura esistente e delle sue singole componenti.

Gli interventi proposti andranno a perseguire tre diversi obiettivi facilmente riscontrabili nelle conclusioni proposte per i singoli progetti. Si procederà alla presentazione di progetti atti al miglioramento dell'infrastruttura di distribuzione attuale con sostanziali miglioramenti per l'utente finale in termini di continuità ed elasticità di esercizio; progetti legati ad una più facile ed economica gestione dell'impianto; ed infine interventi che andranno a proporre a fronte di un servizio ugualmente efficiente un sostanzioso abbattimento delle emissioni e che quindi favoriranno l'ecosostenibilità del sistema porto.

Al momento le politiche europee e quelle nazionali vanno tutte nella stessa direzione ovvero quella che vede un efficientamento dei consumi derivante da una migliore gestione delle risorse e il miglioramento dei servizi basato su uno sviluppo che possa essere sostenibile per l'ambiente, ci si dirige sempre più verso una riorganizzazione dell'attuale sistema verso un nuovo sistema alternativo di mobilità che potremmo definire green sviluppato attraverso l'uso di veicoli a basso impatto ambientale la cui propulsione è da ricondursi a carburanti alternativi ai fossili comuni e meno inquinanti come i veicoli a metano oppure verso tipologie di veicoli a emissioni bassissime come i veicoli ibridi o addirittura nulla come i veicoli elettrici dotati di parco batterie a bordo.

Per l'amministrazione di un Ente rappresenta "valore" riuscire a garantire un'elevata qualità della vita alla comunità, contenere i costi per i servizi, promuovere iniziative e obiettivi sostenibili.

L'approccio smart è in grado anche di dotare le città di strumenti per tener traccia delle proprie emissioni e gestirle preventivamente, riducendo i costi di approvvigionamento energetico.

Una maggiore disponibilità di informazioni sull'infrastruttura e le attività di un'area facilita, inoltre, l'identificazione e la gestione dei rischi. Ad esempio, i dati in tempo reale relativi ai flussi dei turisti, forniti dai sistemi di trasporto e dai dispositivi mobile, possono aiutare ad ottimizzare l'allocazione dei servizi di sicurezza durante le emergenze.

Nello scenario descritto vanno ad integrarsi perfettamente le soluzioni e gli interventi che verranno proposti, anche nell'ottica di un aumento dei traffici e delle attività del porto che prevede conseguentemente un aumento e un miglioramento dei servizi al fine di rispondere alle esigenze del mercato adeguando la flotta disponibile con l'introduzione di mezzi ecosostenibili, e andando ad ampliare se necessario il percorso di questi rendendo sempre più agevole ed efficiente la mobilità all'interno dell'area portuale.

Gli interventi previsti sono stati identificati in funzione delle diverse tipologie merceologiche omogenee di energivori operanti nel porto di Civitavecchia. La tempistica realizzativa degli interventi connessi alla infrastruttura portuale è stata determinata in funzione dei programmi dell'AdSP, mentre quelle attinente alle altre tipologie di infrastrutture energetiche sono affette da variabili derivanti principalmente da fattori esogeni a quelli locali.

Gli interventi appartengono alle seguenti direttrici:

- ÷ apertura al libero mercato del sistema elettrico portuale;
- ÷ compensazione emissioni di GHG attraverso piantumazioni;
- ÷ produzione di energia elettrica da parchi fotovoltaici;
- ÷ produzione di energia elettrica con impianti WaveSax;
- ÷ creazione infrastruttura dedicata alla produzione ed utilizzo di idrogeno verde;
- ÷ elettrificazione dell'intero sistema trasportistico portuale con FER;
- ÷ creazione catena logistica combustibili non climalteranti.

Al fine di perseguire le direttrici prima indicate, l'Ente ha programmato una serie di interventi da implementare a breve/medio termine appresso elencati:

1. modifica sistema tariffario connesso alla convenzione rep.4228/2016;
2. nuovi sistemi di misura per le utenze connesse alla rete elettrica portuale (contatori);
3. mantenimento ed incremento patrimonio vegetale portuale;
4. aree a verde per mitigare "isole di calore";
5. efficientamento energetico sede AdSP;
6. efficientamento energetico terminal "Autostrade del Mare";
7. efficientamento energetico sedi Capitaneria di Porto;
8. installazione impianto fotovoltaico presso aree retroportuali nella disponibilità della AdSP;
9. installazione impianto fotovoltaico presso terminal "Autostrade del Mare";
10. installazione impianto fotovoltaico presso edificio polifunzionale "Il Saraceno";
11. installazione impianto fotovoltaico presso sedi Capitaneria di Porto;
12. installazione impianto accumulo e.e. presso aree retroportuali nella disponibilità della AdSP;
13. installazione impianti conversione del moto ondoso "WaveSax";
14. collegamenti elettrici per navi in banchina alimentati con FER;
15. punti di ricarica veicoli elettrici alimentati con FER;
16. riqualificazione illuminazione pubblica con LED;
17. riqualificazione illuminazione terminal crociere (R.C.T. S.r.l.) con LED;
18. riqualificazione illuminazione terminal container (R.T.C. S.p.A.) con LED;
19. incremento dell'affidabilità della rete elettrica portuale;

20. digitalizzazione della rete elettrica portuale
21. potenziamento collegamenti ferroviari portuali;
22. creazione catena logistica per combustibili non clima alteranti;
23. riconversione esistente rimorchiatore portuale per ridurre regime emissivo.

13.1 Nuovo sistema tariffario portuale

Con l'apertura del porto di Civitavecchia al mercato libero dell'energia, a seguito della Delibera ARERA n.558 del 19.12.2019 i diversi utenti portuali hanno la possibilità di acquistare energia elettrica certificata come non clima alterante, in quanto prodotta con FER.

Pertanto, a partire dal 01.01.2021, risulta essere nella possibilità degli utenti portuali approvvigionarsi con energia elettrica non clima alterante, pertanto il contributo di tale settore alle emissioni di GHG è considerata nulla, in quanto i diversi utenti portuali connessi a reti elettriche in via permanente sono stati messi nelle condizioni di alimentare le proprie utenze con tale tipologia di fonte energetica.

13.1.1 Articolazione sistema tariffario

Con Delibera n.60 del 20.10.2020, ha preso atto delle tariffe relative alla “distribuzione di energia elettrica” indicate nella nota PU n.319 del 28.07.2020, assunta in pari data al n.8848 del protocollo, che verranno applicate a decorrere dal 01.01.2021:

- ÷ bassa tensione, quota punto di misura 130,20 €/anno, potenza assorbita 78,90 €/kW;
- ÷ media tensione, quota punto di misura 130,20 €/anno, potenza assorbita 78,10 €/kW.

Inoltre, è stato abrogato l'obbligo dei diversi utenti portuali di soddisfare i loro fabbisogni di energia elettrica esclusivamente con contratti stipulati con Port Utilities Spa, aprendo il sistema elettrico portuale al mercato libero dell'energia elettrica.

Infatti, ARERA con la Delibera 539/2015/R/eel del 13.11.2015 ha definito la regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di sistemi di distribuzione chiusi (SDC).

I sistemi di distribuzione chiusi, coerentemente alla definizione comunitaria, sono reti elettriche private che distribuiscono energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi geograficamente limitato e che non rifornisce clienti civili. L'insieme dei sistemi di distribuzione chiusi comprende anche le reti interne di utenza (RIU). A sua volta, sempre nel rispetto delle disposizioni comunitarie, il soggetto che gestisce i sistemi di distribuzione chiusi è a tutti gli effetti un distributore di energia elettrica, per il quale sono comunque previste alcune semplificazioni.

Il provvedimento 539/2015/R/eel considera gli esiti della consultazione relativa (644/2014/R/eel), di cui riporta le principali osservazioni emerse, e quanto evidenziato a Governo e Parlamento dall'Autorità con la segnalazione 348/2014/I/eel, con cui si evidenziava, in materia di RIU e altre reti private, la necessità di completare il quadro normativo con riferimento:

- ÷ alla natura delle nuove reti private non esplicitamente richiamate dalla legge 99/09;
- ÷ agli strumenti necessari (quali concessioni o subconcessioni) affinché i sistemi di distribuzione chiusi possano essere considerati a tutti gli effetti come sistemi di distribuzione.

Con riferimento alla regolazione dell'accesso ai servizi del sistema elettrico su SDC, il provvedimento prevede che tale regolazione sia quanto più simile possibile a quella cui sono soggette le reti pubbliche, poiché, come già detto, il gestore di un SDC, ai sensi della direttiva 2009/72/CE è, di fatto, un distributore. In particolare, si ritiene opportuno:

- ÷ trattare i punti di interconnessione fra rete pubblica e rete privata del SDC alla stregua di punti di interconnessione fra reti pubbliche;
- ÷ imporre al gestore del SDC responsabilità analoghe a quelle gravanti sui gestori concessionari;
- ÷ equiparare il più possibile, nel rispetto di quanto previsto dalla normativa vigente, il trattamento delle immissioni e dei prelievi degli utenti del SDC nei punti di connessione alla predetta rete a quello cui sono soggetti gli utenti della rete pubblica.

Per quanto riguarda la struttura tariffaria da applicare agli utenti del SDC si prevede che:

- ÷ i corrispettivi di trasmissione e distribuzione siano definiti dai gestori del SDC, come consentito dalla normativa comunitaria, escludendo al tempo stesso tali gestori dai meccanismi di riconoscimento dei costi e di perequazione posti in essere dall'Autorità;
- ÷ i corrispettivi di dispacciamento, nel caso delle RIU e degli altri SDC, siano applicati all'energia prelevata dai singoli utenti di tali reti (per il tramite, cioè, dei punti di connessione interni) e non solo all'energia prelevata complessivamente dalla rete pubblica;
- ÷ i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema siano applicati, nel caso delle RIU, in relazione ai punti di prelievo dalla rete pubblica, nonché, a decorrere dal 1° gennaio 2015 e limitatamente alle parti variabili, anche all'energia elettrica prelevata per il tramite dei punti di connessione interni e non prelevata dalla rete pubblica, in misura pari al 5 per cento dei corrispondenti importi unitari dovuti sull'energia prelevata dalla rete pubblica;
- ÷ i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema siano applicati, nel caso degli altri SDC, in relazione ai punti di prelievo interni alla rete privata.

La delibera definisce le modalità con le quali viene garantito, agli utenti connettabili al SDC, il diritto di libero accesso al sistema (già previsto dal decreto ministeriale 10 dicembre 2010 in attuazione della legge 99/09). Esso può esplicarsi non solo tramite la possibilità di scegliere un'impresa di vendita diversa da quella storicamente operante nel SDC, ma anche prevedendo che gli utenti, nel caso in cui non accettino le condizioni di erogazione del servizio di trasporto da parte del gestore del SDC, abbiano il diritto di richiedere la connessione al gestore di rete concessionario, diventando, di conseguenza, utenti della rete pubblica, fermo restando ovviamente il potere dell'Autorità di intervenire con misure prescrittive a tutelare l'utente connettabile al SDC da eventuali condotte lesive del gestore. In quest'ultimo caso, la delibera prevede che, almeno nel caso di connessioni in media e alta tensione, i corrispettivi per la connessione siano posti pari ai costi standard della connessione in luogo degli eventuali corrispettivi forfetari, in deroga alla regolazione vigente, al fine di rendere il gestore di rete concessionario e le tariffe definite dall'Autorità neutrali rispetto alle scelte operate dagli utenti connettabili al SDC.

Infine, la delibera:

- ÷ con riferimento all'attribuzione della responsabilità della qualità del servizio e dell'erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione, prevede che le imprese distributrici e Terna siano responsabili limitatamente al punto di connessione tra la rete pubblica e la rete del SDC;
- ÷ con riferimento alle modalità di applicazione delle componenti tariffarie di trasporto nonché di quelle a copertura degli oneri generali di sistema, non prevede, diversamente da quanto indicato in consultazione, deroghe all'applicazione della regolazione vigente per tutti gli altri clienti finali

del sistema elettrico, accogliendo alcune osservazioni pervenute; pertanto, le predette componenti tariffarie sono quantificate dal gestore del SDC per ogni cliente finale e applicate alla società di vendita presso cui ogni cliente finale si approvvigiona, ivi inclusi gli eventuali casi di salvaguardia e maggior tutela.

Poiché la nuova regolazione dei SDC troverà applicazione a decorrere dal 01.01.2017, affinché le imprese distributrici concessionarie, Terna e i gestori dei SDC possano mettere in atto tutte le azioni prodromiche necessarie, il provvedimento definisce fino alla fine del 2016 modalità di applicazione transitorie delle disposizioni di cui alla legge 99/09 e al Decreto Legge 91/14 in materia di oneri generali di sistema ai SDC, distinguendo, allo scopo, tre casistiche:

- ÷ SDC annoverati nell'elenco delle RIU per i quali storicamente i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema sono stati applicati in relazione ai soli punti di connessione con la rete pubblica: per essi, dal 1° gennaio 2015, all'energia elettrica prelevata tramite in punti di connessione interni e non anche dalla rete pubblica si applica il 5% del valore delle componenti tariffarie variabili relative agli oneri generali di sistema (A e MCT), dando attuazione al decreto legge 91/14; a tal fine il gestore del SDC si interfaccia direttamente con Cassa Conguaglio per il settore elettrico;
- ÷ SDC non annoverati nell'elenco delle RIU: per essi, i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema trovano piena applicazione in relazione ai punti di connessione interni, a decorrere dal 15 agosto 2009, data di entrata in vigore della legge 99/09; a tal fine il gestore del SDC si interfaccia direttamente con Cassa, che definisce opzioni di rateizzazioni dei pagamenti, anche su un orizzonte temporale pluriennale;
- ÷ SDC annoverati nell'elenco delle RIU per i quali storicamente i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema sono stati applicati in relazione ai punti di connessione interni: per essi si ritiene opportuno prevedere la restituzione delle somme a copertura delle componenti tariffarie impropriamente versate negli anni scorsi, secondo modalità da definire in opportuni e specifici provvedimenti.

Da ultimo, il provvedimento introduce alcune disposizioni in materia di imprese a forte consumo di energia.

13.1.2 Cornice temporale

ARERA con Delibera 526/2020/R/eel del 09.12.2020, preso atto che solo il porto di Civitavecchia aveva dato corso a quanto necessario ad implementare il TISDC, ha differito al 01.01.2022 la data di attuazione del nuovo sistema tariffario.

13.1.3 Fattibilità tecnico-economica

Come già detto, solo il porto di Civitavecchia ha implementato un sistema tecnico-amministrativo del sistema elettrico portuale, di procedere all'applicazione del TISDC nel porto di Civitavecchia prima del termine fissato dalla Delibera 526/2020/R/eel, e pertanto non sussistono difficoltà di tale genere.

Infine, dal nuovo sistema tariffario non derivano oneri aggiuntivi per AdSP, in quanto tutti i costi (stimati in circa €.300.000,00) sono stati sostenuti dalla concessionaria del servizio elettrico portuale.

13.2 Nuovo sistema di misura energia elettrica

Al fine di rendere possibile l'apertura del porto di Civitavecchia al mercato libero dell'energia, a seguito della Delibera ARERA n.558 del 19.12.2019, è stato necessario installare nuovi sistemi di misura (contatori) conformi alle specifiche ARERA.

Nell'ambito della delibera 539/2015/R/eel, secondo la quale l'AEEGSI definisce la regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di sistemi di distribuzione chiusi (SDC), Port Utilities è tenuta ad installare in ciascun punto di fornitura della rete elettrica portuale apparecchiature di misura conformi alle disposizioni normative e regolatorie vigenti per la rete elettrica pubblica. In deroga a quanto previsto dalla regolazione vigente, i misuratori da installare devono essere necessariamente orari anche nel caso di utenti con potenza disponibile fino a 55 kW, prevedendo anche per essi il trattamento orario dei relativi dati di misura. Inoltre, i misuratori devono avere i requisiti previsti dal Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica (TIME).

13.2.1 Tipologia e quantità di contatori

Per ottemperare alla normativa sopracitata si sono acquistati 300 contatori:

÷ Trifase inserzione diretta	135
÷ Trifase inserzione semidiretta	70
÷ Monofase	90

In conformità a quanto stabilito nel TISDC (delibera 539/2015 dell'ARERA), i contatori offerti devono essere conformi alle prescrizioni della Delibera 292/06 dell'AEEGSI per i misuratori BT monofase e trifase.

13.2.2 Cornice temporale

L'intervento di sostituzione degli esistenti contatori tradizionali con i nuovi contatori conformi al TISDC è stato avviato a seguito della Delibera del CdG n.66/2020 e completato nel dicembre 2020, a cura e spesa della concessionaria del servizio elettrico portuale (Port Utilities Spa).

13.2.3 Fattibilità tecnico-economica

A seguito di gara conforme al D.lgs. 50/2016, si sono acquistati i seguenti componenti per un costo complessivo di €47.150,00:

÷ trifase inserzione diretta (n.135),	€18.360,00
÷ trifase inserzione semidiretta (n.70),	€9.520,00
÷ monofase (n.90),	€6.840,00
÷ modulo comunicazione RS485 (n.195),	€4.875,00
÷ modulo comunicazione Ethernet (n.30),	€900,00
÷ modulo comunicazione 4G (n.70),	€6.650,00

L'intervento è stato svolto secondo quanto stabilito da ARERA con apposite Delibere a corredo del TISDC, ed ha comportato un costo finale di circa € 70.000,00.

L'applicazione del TISDC comporterà anche una variabilità del costo della fornitura elettrica a carico degli utenti portuali, che in base al recente e duraturo incremento del costo delle materie

prime ed ambientali connesse alla produzione centralizzata di energia elettrica si preveda comporti un aumento del costo a carico degli utenti portuali.

Il costo a carico degli utenti portuali potrà essere notevolmente ridotto attraverso l'implementazione della Comunità Energetica Rinnovabile (CER) del porto di Civitavecchia.

13.3 Compensazione emissioni attraverso piantumazioni

L'AdSP nel corso degli anni ha inteso compensare le emissioni di GHG correlate ai propri compiti istituzionali attraverso la piantumazione di:

- ÷ essenze arboree e arbustive all'interno del sedime portuale,
- ÷ la piantumazione di talee di Posidonia Oceanica.

13.3.1 Patrimonio arboreo del porto di Civitavecchia

All'interno del porto di Civitavecchia sono presenti tappeti erbosi che coprono una superficie di mq. 22.830.

Presso tali aree sono presenti n.233 siepi e n.2.538 cespugli, oltre alle 226 seguenti essenze arboree appartenenti a diverse specie.

Località	Alberi (nr.)
Villaggio "Tirrenia"	Phoenix e Waschingtonia (4)
Prato "Forte Michelangelo"	Phoenix e Waschingtonia (1)
Marcipiede "Forte Michelangelo"	Phoenix e Waschingtonia (4), Cupressus, Thuja, Taxus (2)
Aiuole "Fontana del Vanvitelli"	Cupressus, Thuja, Taxus (6)
Piano Rilazato "Darsena Romana"	Cupressus, Thuja, Taxus (9)
Molo "San Teofanio"	Phoenix e Waschingtonia (3)
Port TV	Cupressus, Thuja, Taxus (1)
Palazzina GdF - Varco Vespucci	Phoenix e Wasch (1), Pinus (2), Cupressus, Thuja, Taxus (3)
Viabilità "Piazza Imperatore Traiano"	Pinus (7)
Zona "Bar Barbagia"	Cupressus, Thuja, Taxus (2)
Largo della Pace	Phoenix e Waschingtonia (8), Quercus ilex (8)
Giardino "dei limoni" - ex carrozzeria	Cupressus, Thuja, Taxus (25)
Viabilità varco bretella autostrada	Phoenix e Waschingtonia (4), Cupressus, Thuja, Taxus (3)
Terminal "Autostrade del Mare"	Phoenix e Waschingtonia (15)
Viabilità Varco Nord - lato porto	Cupressus, Thuja, Taxus (12)
Viabilità Varco Nord - lato SS Aurelia	Phoenix e Waschingtonia (7), Pinus (4)
Viabilità Varco Nord - uliveto	Cupressus, Thuja, Taxus (18)
Giardino delle cascate	Acer (6)
Piazzale "Buca di Nerone"	Phoenix e Waschingtonia (2), Eucaliptus (2)
Fosso della Fiumaretta	Phoenix e Waschingtonia (50)

Ex Sanità Marittima	Pinus (9)
Via del Lazzaretto	Pinus (8)

Come noto le essenze arboree (e più in generale le piante) assorbono anidride carbonica e la loro piantumazione è considerata una misura compensativa delle emissioni di GHG.

Un albero può assorbire tra i 10 ed i 20 kgCO₂/anno, dentro un ciclo di accrescimento in cui l'albero raggiunge (mediamente) la sua maturità in un range temporale compreso tra i 20 ed i 40 anni.

Considerato un valore medio di assorbimento pari a 15 kgCO₂/anno, senza considerare l'assorbimento dei tappeti erbosi (e delle siepi e cespugli in essi presenti), si ha che il patrimonio arboreo del porto di Civitavecchia assorbe circa 3.390 kgCO₂/anno.

Si prevede di incrementare il numero di essenze arboree (privilegiando la piantumazione di specie autoctone quali ulivi ed agrumi) di almeno 100 unità nei prossimi 10 anni.

13.3.2 Piantumazione di talee di Posidonia Oceanica

La Posidonia Oceanica svolge un ruolo fondamentale nella produzione di ossigeno. Grazie al suo sviluppo fogliare infatti libera nell'ambiente fino a 20 litri di ossigeno al giorno per ogni mq. di prateria. produce ed esporta biomassa sia negli ecosistemi limitrofi sia in profondità.

Partendo da tale presupposti, l'Ente ha finanziato un progetto di ricerca teso a verificare la possibilità di piantare talee di Posidonia Oceanica al fine di compensare le emissioni di GHG associati ai traffici portuali.

Le risultanze degli studi condotti hanno portato a non considerare attuabile tale intervento compensativo.

13.3.3 Blue Carbon Initiative – MSC Crociere

MSC Crociere ha aderito al “Blu Carbon Initiative” al fine di compensare integralmente tutte le emissioni connesse alle proprie navi attraverso progetti di alta qualità basati l'utilizzo dei “Blue Carbon Credit”.

A partire dal 01.01.2020, MSC Crociere bilancerà tutte le emissioni dirette di anidride carbonica (CO₂) della flotta attraverso un insieme di progetti di compensazione delle emissioni di carbonio, che si impegnano a contrastare nell'immediato le emissioni di gas serra. Tutti i costi delle compensazioni e di ogni altra voce associata saranno coperti dall'azienda.

Poiché i progetti Blue Carbon che riguardano gli habitat costieri sono insufficienti, MSC sosterrà lo sviluppo di quelli che saranno i primi carbon credit a essere generati negli oceani, con l'obiettivo di proteggere e migliorare la biodiversità marina e sostenere le comunità che si affidano alle risorse del mare.

13.3.4 Cornice temporale

L'unico intervento previsto a carico della comunità portuale è quello relativo alla piantumazione di ulteriori 100 essenze arboree, che verrà attuato nei prossimi nove anni da S.E.Port. S.r.l. nell'ambito della concessione di servizi rep.4238 del 13.04.2016.

13.3.5 Fattibilità tecnico-economica

Ipotizzando un costo medio di circa €.230,00 per ogni nuova essenza impiantata, si ha che il costo dell'intervento sarà pari a circa €.23.000,00.

Le nuove essenze arboree saranno esclusivamente autoctone (in prevalenza ulivi), la cui piantumazione non ha alcun ostacolo tecnico-economico.

13.4 Aree a verde per mitigare “isole di calore”

L'**isola di calore** è un fenomeno microclimatico che comporta un innalzamento della temperatura in corrispondenza delle aree urbanizzate come lo sono i moderni porti. L'effetto isola di calore è provocato da differenti cause, che sono tra loro in relazione, all'intensificarsi delle quali consegue un maggiore alterazione del microclima locale. Il fenomeno dipende dalle caratteristiche termiche e radiative delle superfici, spesso sfavorevoli in contesti di elevata urbanizzazione. Infatti, le superfici asfaltate e costruite in cemento assorbono calore e non permettono adeguata traspirazione ed evaporazione del terreno. Spesso questo si accompagna alla riduzione di aree verdi urbane, altrettanto importanti per la regolazione del microclima locale.

Contemporaneamente, proprio negli ambiti portuali si concentrano un grande numero di attività che producono calore. Quindi, il traffico e le emissioni dei mezzi, le industrie, i sistemi di riscaldamento e raffrescamento degli edifici sprigionano una grande quantità di calore che non viene adeguatamente dispersa, ma si accumula nelle isole di calore.

Definite le cause, è semplice intuire che maggiore sarà l'estensione dell'area portuale, maggiori saranno i rischi di intensificare l'effetto isola di calore, con elevata differenza di temperatura rispetto alle aree periurbane e rurali.

La conseguenza diretta dell'effetto isola di calore è l'innalzamento delle temperature, sia in estate che in inverno. Chiaramente in estate si percepiranno maggiori disagi con l'aumento delle massime e l'intensificarsi di ondate di calore intenso. Gli aumenti di temperatura possono superare anche i +3°C. A questo innalzamento, come detto principale effetto diretto dell'effetto isola di calore, seguono una serie di conseguenze secondarie. Più caldo significherà maggior lavoro di condizionatori, climatizzatori e ventilazione meccanica per raffrescare gli ambienti interni e garantire comfort. Si consumerà più energia e aumenteranno le emissioni inquinanti. La popolazione che risiede nei centri urbani è in notevole crescita e si attende un'intensificazione del fenomeno per il futuro, motivo per cui nei prossimi anni è atteso un peggioramento dell'effetto isola di calore urbana, correlato al surriscaldamento globale.

Proprio per la grande diffusione del problema, in tutto il mondo i centri urbanizzati (quali i porti) si debbono organizzare per dare finalmente risposta al problema, partendo da una progettazione più attenta al microclima locale, favorendo la realizzazione di aree a verde.

13.4.1 Intervento

Prima di tutto va ribadita l'importanza fondamentale di un approccio progettuale ed urbanistico consapevole e attento al microclima portuale.

Le pavimentazioni, in cemento o in asfalto, peggiorano l'effetto isola di calore, basti pensare alle grandi superfici occupate da strade e parcheggi. Anche qui la scelta di materiali può contribuire a realizzare pavimentazioni che mantengono una temperatura inferiore, esistono bitumi, pitture e aggregati che hanno queste caratteristiche. Nel caso dei parcheggi, inoltre, è possibile optare per soluzioni di verde armato e pavimentazioni drenanti.

Infine, è scontata la necessità di bilanciare sempre le superfici costruite con la realizzazione di aree verdi urbane, inserendo parchi e aree dedicate alla vegetazione, con benefici sia per la riduzione del

surriscaldamento urbano, che dell'inquinamento dell'aria, senza contare il valore per la qualità della vita e la socialità degli utenti del porto di Civitavecchia.

13.4.2 Cornice temporale

Nel porto di Civitavecchia sono state realizzate aree dedicate alla vegetazione che occupano una superficie complessiva di oltre mq.35.000, all'interno delle quali sono presenti numerose essenze erbore e piante ornamentali di vario tipo.

Nel prossimo decennio si prevede di aumentare la superficie delle aree destinate a verde ornamentale fino a portare la superficie complessiva dei tappeti erbosi ad oltre mq.50.000.

13.4.3 Fattibilità tecnico-economica

La realizzazione degli interventi all'interno delle aree assentite avverrà a cura e spesa del concessionario: al fine di valorizzare la realizzazione di aree a verde ornamentale, gli allegati al Decreto Presidenziale n.254/2018 prevedono espressamente, che in caso di domande in concorrenza, verrà data preferenza alle iniziative tese a garantire una maggiore efficienza energetica della concessione anche attraverso la realizzazione di aree a verde ornamentale.

L'Ente ha già previsto di utilizzare nel prossimo triennio oltre €. 600.000,00 per la gestione delle esistenti aree a verde ornamentale pubbliche.

13.5 Efficientamento energetico sede AdSP

La sede dell'AdSP MTCS si trova all'interno del porto di Civitavecchia sul molo Vespucci. Essa è costituita da due edifici realizzati in anni diversi e successivamente sottoposti a lavori di ampliamento:

- ÷ la palazzina A realizzata precedentemente, ha una pianta irregolare, si sviluppa su tre livelli ed è costituita da una struttura in cemento armato chiusa da pareti esterne costituite da ampie vetrate. Anche buona parte della copertura di tale edificio risulta vetrata, il che rende l'edificio molto luminoso.
- ÷ la palazzina B ha assunto la sua struttura a 3 livelli all'inizio degli anni 2000, è costituita da una struttura in cemento armato con tamponature isolate rispetto all'esterno.

Le due palazzine sono comunicanti attraverso dei corridoi interni.



Dal punto di vista prettamente energetico la palazzina B risulta termicamente ben isolata grazie alla presenza di pareti esterne con cappotto termico, mentre le vetrate della palazzina A, di grande effetto architettonico soprattutto per la visione a 360° del porto offerta dall'interno, penalizzano fortemente il benessere interno in termini di mantenimento di una temperatura costante nei vari ambienti.

La temperatura interna varia notevolmente da nord a sud con l'escursione giornaliera del sole nelle varie ore della giornata. Nonostante i vetri siano già dei doppi vetri e siano già dotati di pellicole riflettenti, dal punto di vista termico l'edificio è poco efficiente. Le iniziative da poter intraprendere in questo tanto rischiano di cambiare drasticamente l'estetica dell'edificio o rischiano di ridurre notevolmente gli spazi interni, pertanto dovranno essere valutate accuratamente.

È in corso la redazione dell'Attestato di Prestazione Energetica (APE) dell'edificio che potrà fornire indicazioni più precise sull'opportunità di intraprendere qualche iniziativa per migliorare l'efficienza energetica dell'involucro edilizio dell'edificio.

In attesa dell'APE, gli interventi che sicuramente potranno essere eseguiti riguardano gli impianti di riscaldamento invernale e raffrescamento estivo che sono costituiti da 3 caldaie a gas da 97,6 kW e da 3 gruppi frigo elettrici da 156 kW. Si può ipotizzare di sostituire tali impianti con una pompa di calore reversibile che possa funzionare sia in inverno che in estate e alimentata esclusivamente a energia elettrica.

Un altro intervento realizzabile è la sostituzione dei circa 700 corpi illuminanti tradizionali di varia tipologia con corpi illuminanti a LED che consentirebbe di risparmiare l'energia elettrica legata all'illuminazione artificiale interna.

Con le successive fasi di progettazione degli interventi sarà possibile individuare gli esatti benefici attesi da tali interventi.

13.5.1 Intervento

Un importante aspetto da considerare è l'attuale bassa efficienza energetica dei due edifici, derivante dalla climatizzazione ed illuminazione interna. Infatti, dal punto di vista della climatizzazione, attualmente vengono utilizzati gruppi frigo, per il raffrescamento, che presentano un basso livello di efficienza, se comparato con le tecnologie di fascia medio-alta presenti sul mercato. Lato riscaldamento, vengono utilizzate talvolta delle caldaie che, nonostante un rendimento relativamente alto, utilizzano combustibili fossili (gas naturale) per funzionare. Relativamente al servizio di illuminazione, ad oggi vengono utilizzate delle soluzioni poco efficienti, soprattutto se comparato a sistemi più innovativi (LED).

In linea con quanto sopra, è necessario non solo prevede un aggiornamento degli impianti esistenti, ma anche implementare modifiche dal punto di vista dell'involucro edilizio, per limitare le dispersioni termiche. In questo modo, non potendo agire su una linea di interventi senza prevedere anche l'aggiornamento dell'altra, si agirà con due differenti tipologie di interventi in parallelo, per uno stesso obiettivo finale.

In conclusione, perseguendo l'obiettivo di efficientamento ed elettrificazione dei consumi e dismissione degli impianti a combustibili fossili, l'Autorità Portuale punta con questo progetto ad incrementare l'efficienza energetica dei suoi edifici, diminuire ed elettrificare i consumi derivanti da servizi accessori intervenendo sul sistema di illuminazione, riscaldamento e raffrescamento dei suoi edifici.

Rispetto a quanto sopra, gli interventi di efficientamento nell'area portuale sono coerenti con gli obiettivi espressi nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), per il quale "l'elettrificazione ha un ruolo centrale insieme all'efficienza energetica, soprattutto nel lungo periodo, per la decarbonizzazione dei consumi finali".

Il Progetto prevede di contribuire all'obiettivo di transizione energetica portando a termine una serie di azioni prioritarie al fine di assicurare l'efficienza del sistema di illuminazione, e bassi fabbisogni di riscaldamento e raffrescamento degli edifici, attraverso l'utilizzo di tecnologie specifiche. È prevista infatti l'installazione di pompe di calore elettriche, in grado di espletare

entrambe le funzioni, e per questo motivo considerate uno strumento di interesse strategico nel PNIEC.

13.5.1.1 Impianto di climatizzazione

L'implementazione energetica dell'impianto di climatizzazione comporterà la sostituzione dei vecchi impianti di climatizzazione presso la sede dell'AdSP di Civitavecchia con tecnologie più efficienti (Coefficient of Performance (COP)/rendimento maggiore). L'intervento prevede la sostituzione delle 3 caldaie a gas naturale da 97,6 kW e dei 3 gruppi frigo da 156 kW con pompe di calore reversibili per una potenza complessiva di 450kW. Saranno inoltre sostituite le linee idroniche la cui coibentazione non risulta più idonea determinando delle notevoli perdite di efficienza dell'impianto preesistente anche nella distribuzione termica.

13.5.1.2 Impianto di illuminazione

L'Ente prevede di agire sul sistema di illuminazione interna della sua sede presso il porto di Civitavecchia con interventi di sostituzione delle apparecchiature di illuminazione interna attuali con equivalenti apparecchiature a LED per ridurre il consumo di energia elettrica legato al servizio di illuminazione.

13.5.1.3 Cappotto termico

3.1. La sede dell'AdSP è composta da due edifici comunicanti costruiti in due periodi diversi: il più recente è in muratura mentre l'altro è interamente vetrato. Relativamente all'edificio vetrato, si prevedono degli interventi per l'implementazione del sistema cappotto termico e la sostituzione di alcuni vetri. Ciò permetterà una riduzione del coefficiente di trasmittanza dell'involucro pari al 61,35% circa, che risulterà in una riduzione delle dispersioni termiche e quindi in un incremento dell'efficienza energetica. In questo modo si potrà ridurre il consumo energetico per la climatizzazione dell'edificio con conseguente riduzione delle emissioni di inquinanti.

L'edificio più recente in muratura non richiede interventi di efficientamento energetico con riferimento all'involucro edilizio.

13.5.2 Cornice temporale

Gli interventi prima riassunti sono previsti iniziare in base alla copertura finanziaria relativa a detto intervento, e si articoleranno secondo la seguente sequenza temporale di durata biennale:

- ÷ affidamento della progettazione e direzione lavori: mesi 4
- ÷ predisposizione progetto esecutivo e approvazione: mesi 5
- ÷ predisposizione bandi di gara e conclusione contratti: mesi 5
- ÷ lavori e fornire: mesi 8
- ÷ collaudo: mesi 2

13.5.3 Fattibilità tecnico-economica

L'intervento in oggetto verrà assegnato e svolto in maniera unitaria a quello relativo all'efficientamento del terminal "Autostrade del Mare", e pertanto il quadro economico sarà unico del valore complessivo di €.1.176.163,26:

- ÷ predisposizione progetto esecutivo e approvazione: €.118.161,69
- ÷ ottenimento Autorizzazioni e gestione varianti di progetto: €. 94.529,35
- ÷ sostituzione impianto di climatizzazione estivo/invernale sede AdSP: €.221.890,66

- ÷ sostituzione illuminazione con LED sede AdSP: €122.628,17
- ÷ cappotto termico palazzina sede AdSP: €411.942,13
- ÷ sostituzione impianto di climatizzazione estivo/invernale AdM: €175.663,44
- ÷ sostituzione illuminazione con LED Terminal AdM: €13.169,11
- ÷ collaudo: €18.178,72

L'intervento proposto prevede la sostituzione dei vecchi impianti di climatizzazione con tecnologie più efficienti (COP/rendimento maggiore); in particolare prevede la sostituzione delle 3 caldaie da 97,6 kW e dei 3 gruppi frigo da 156 kW con pompe di calore reversibili per una potenza complessiva di 500kW. La sede dell'AdSP è composta da due edifici comunicanti costruiti in due periodi diversi: il più recente è in muratura mentre l'altro è interamente vetrato e ciò provoca una notevole dispersione di calore durante l'inverno e nel periodo estivo l'innalzamento della temperatura degli ambienti dovuto all'elevato irraggiamento solare. Da valutare la struttura dell'edificio in muratura per prevedere un intervento aggiuntivo sull'involucro edilizio (cappotto termico) mentre per quanto riguarda l'edificio vetrato da valutare la possibilità di installare pellicole solari per la schermatura dei raggi e per migliorare l'efficienza e la durata dell'impianto di climatizzazione.

Si può inoltre procedere alla sostituzione delle apparecchiature di illuminazione interna con equivalenti apparecchiature a led per ridurre il consumo di energia elettrica legato all'illuminamento interno.

La riduzione del fabbisogno energetico è attesa essere superiore, a conclusione dell'intervento, al 40% di quello storicamente registrato ed appresso riportato in kWh (si omette il 2020, in quanto condizionato da emergenza pandemica).

2015	2016	2017	2018	2019	media
598.972	579.602	599.554	567.621	591.592	587.468

Pertanto, i consumi dovrebbero ridursi di circa 234.987 kWh/anno.

13.6 Efficientamento energetico terminal “Autostrade del Mare”

L'edificio denominato “Autostrade del Mare” è adibito a stazione marittima per i passeggeri delle navi traghetto destinate in Sardegna, Sicilia, Tunisia e Spagna.

Il terminal è situato sulle banchine 20 e 21 del porto di Civitavecchia e ospita al suo interno degli ampi spazi destinati a sala d'attesa per i passeggeri nonché i principali servizi come i bagni, le biglietterie, un bar/tavola calda, edicola, bancomat, infopoint e dei piccoli negozi.

La struttura dell'edificio presenta delle ampie volte realizzate in legno che rende l'edificio piuttosto particolare e ricorda vagamente le onde del mare.



Le pareti esterne sono costituite da pannelli sandwich e da ampie vetrate. La copertura è realizzata in travi in legno che rendono l'estetica dell'edificio molto piacevole. L'elevata altezza dei soffitti determina una notevole dispersione del calore del riscaldamento estivo che tende a salire e a stratificarsi nelle parti alte privando le parti sottostanti in cui sostano le persone in attesa dell'imbarco.

Generalmente in questi casi si propone una controsoffittatura che però andrebbe a coprire le belle volte in legno della copertura. Un altro elemento che rende l'edificio poco efficiente dal punto di vista energetico sono le numerose porte di ingresso e uscita dall'edificio che vengono lasciate spesso completamente spalancate rendendo vano il lavoro del sistema di riscaldamento e raffrescamento. Per ovviare a questo problema negli anni sono state installate le porte scorrevoli e le barriere d'aria, ma nessuna di queste due soluzioni si è rivelata risolutiva soprattutto in occasione degli imbarchi quando all'interno del terminal si trovano centinaia di persone e vi è un continuo via vai. Si ritiene che qualsiasi intervento sull'involucro edilizio, senza risolvere il problema delle vie di accesso, potrebbe risultare inutile.

È in corso la redazione dell'Attestato di Prestazione Energetica (APE) dell'edificio che potrà fornire indicazioni più precise sull'opportunità di intraprendere iniziative sull'involucro edilizio e/o sui serramenti.

13.6.1 Intervento

Un importante aspetto da considerare è l'attuale bassa efficienza energetica dei due edifici, derivante dalla climatizzazione ed illuminazione interna. Infatti, dal punto di vista della climatizzazione, attualmente vengono utilizzati gruppi frigo, per il raffrescamento, che presentano un basso livello di efficienza, se comparato con le tecnologie di fascia medio-alta presenti sul mercato. Lato riscaldamento, vengono utilizzate talvolta delle caldaie che, nonostante un rendimento relativamente alto, utilizzano combustibili fossili (gas naturale) per funzionare. Relativamente al servizio di illuminazione, ad oggi vengono utilizzate delle soluzioni poco efficienti, soprattutto se comparato a sistemi più innovativi (LED).

In linea con quanto sopra, è necessario non solo prevede un aggiornamento degli impianti esistenti, ma anche implementare modifiche dal punto di vista dell'involucro edilizio, per limitare le dispersioni termiche. In questo modo, non potendo agire su una linea di interventi senza prevedere anche l'aggiornamento dell'altra, si agirà con due differenti tipologie di interventi in parallelo, per uno stesso obiettivo finale.

In conclusione, perseguendo l'obiettivo di efficientamento ed elettrificazione dei consumi e dismissione degli impianti a combustibili fossili, l'Autorità Portuale punta con questo progetto ad incrementare l'efficienza energetica dei suoi edifici, diminuire ed elettrificare i consumi derivanti da servizi accessori intervenendo sul sistema di illuminazione, riscaldamento e raffrescamento dei suoi edifici.

Rispetto a quanto sopra, gli interventi di efficientamento nell'area portuale sono coerenti con gli obiettivi espressi nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), per il quale "l'elettrificazione ha un ruolo centrale insieme all'efficienza energetica, soprattutto nel lungo periodo, per la decarbonizzazione dei consumi finali".

Il Progetto prevede di contribuire all'obiettivo di transizione energetica portando a termine una serie di azioni prioritarie al fine di assicurare l'efficienza del sistema di illuminazione, e bassi fabbisogni di riscaldamento e raffrescamento degli edifici, attraverso l'utilizzo di tecnologie specifiche. È prevista infatti l'installazione di pompe di calore elettriche, in grado di espletare entrambe le funzioni, e per questo motivo considerate uno strumento di interesse strategico nel PNIEC.

13.6.1.1 Impianto di climatizzazione

L'implementazione energetica dell'impianto di climatizzazione comporterà la sostituzione delle pompe di calore dell'edificio Terminal passeggeri Autostrade del Mare. Le 2 pompe di calore attualmente installate sono risalenti al 2006 e verranno sostituite con pompe di calore di nuova generazione, che presentano un valore COP maggiore, pari a 3,24, per una potenza complessiva di 376 kW in raffrescamento e 358 kW in riscaldamento.

13.6.1.2 Impianto di illuminazione

Relativamente all'illuminazione interna del Terminal Passeggeri, ad oggi il servizio di illuminazione di tale edificio viene eseguito con vecchi componenti costituiti da capelloni industriali da 400 W e

lampade al neon da 58 W. L'intervento prevede la sostituzione dei vecchi componenti non più efficienti con apparecchiature a LED di tipologia equivalente. Ciò consentirà di ridurre il consumo energetico di circa il 60% a parità di ore di funzionamento.

13.6.2 Cornice temporale

Gli interventi prima riassunti sono previsti iniziare in base alla copertura finanziaria relativa a detto intervento, e si articoleranno secondo la seguente sequenza temporale di durata biennale:

- ÷ affidamento della progettazione e direzione lavori: mesi 4
- ÷ predisposizione progetto esecutivo e approvazione: mesi 5
- ÷ predisposizione bandi di gara e conclusione contratti: mesi 5
- ÷ lavori e fornire: mesi 8
- ÷ collaudo: mesi 2

13.6.3 Fattibilità tecnico-economica

L'intervento in oggetto verrà assegnato e svolto in maniera unitaria a quello relativo all'efficientamento della sede della AdSP, e pertanto il quadro economico sarà unico del valore complessivo di €.1.176.163,26:

- ÷ predisposizione progetto esecutivo e approvazione: €.118.161,69
- ÷ ottenimento Autorizzazioni e gestione varianti di progetto: €. 94.529,35
- ÷ sostituzione impianto di climatizzazione estivo/invernale sede AdSP: €.221.890,66
- ÷ sostituzione illuminazione con LED sede AdSP: €.122.628,17
- ÷ cappotto termico palazzina sede AdSP: €.411.942,13
- ÷ sostituzione impianto di climatizzazione estivo/invernale AdM: €.175.663,44
- ÷ sostituzione illuminazione con LED Terminal AdM: €.13.169,11
- ÷ collaudo: €.18.178,72

L'intervento prevede la sostituzione delle 4 pompe di calore presenti all'interno dell'edificio con una tecnologia più efficiente (COP maggiore) e la sostituzione dell'impianto di illuminazione con uno nuovo costituito da apparecchiature LED. In particolare, si prevede l'installazione di nuove pompe di calore aventi un COP pari a 4,31 per una potenza complessiva di 640 kW.

Per quanto riguarda l'illuminazione, invece, attualmente l'illuminazione avviene con capelloni industriali da 400 W e lampade al neon da 58 W; la sostituzione con apparecchiature a LED di tipologia equivalente consente di ridurre il consumo di circa il 60% a parità di ore di funzionamento. Da valutare la possibilità di effettuare lavori di controsoffittatura delle aree comuni per diminuire il fabbisogno termico dell'edificio, in quanto, questo intervento, potrebbe comportare ricadute sull'estetica dell'edificio

La riduzione del fabbisogno energetico è attesa essere superiore, a conclusione dell'intervento, al 50% di quello registrato nel 2019 (solo a partire dalla metà del 2018 i fabbisogni energetici del terminal sono stati misurati) pari a 531.204 kWh (si omette il 2020, in quanto condizionato da emergenza pandemica).

Pertanto, i consumi dovrebbero ridursi di circa 265.602 kWh/anno.

Considerato un costo medio omnicomprensivo della fornitura elettrica è stimato in circa 0,230 €/kWh, si stima che il risparmio annuo dell'intervento €. 61.088,46, con un periodo di ritorno (del finanziamento al netto degli oneri finanziari) di circa 7 anni.

13.7 Efficientamento energetico sedi Capitaneria di Porto

La Capitaneria di Porto di Civitavecchia è titolare di 5 edifici all'interno del Porto di Civitavecchia:

- ÷ Sede principale
- ÷ Alloggi Via del Lazzaretto
- ÷ Alloggi Via Prato del Turco
- ÷ Palazzina Mezzi Nautici
- ÷ Magazzino delle dogane

Gli interventi mirano a ridurre il fabbisogno energetico di detti edifici attraverso una serie di interventi appresso descritti.

13.7.1 Intervento

Relativamente a ciascun edificio in questa fase preliminare di valutazione degli interventi è stata fatta una ricognizione delle superfici esterne degli edifici, del numero di finestre e porte e del numero di corpi illuminanti. I dettagli di tale ricognizione possono essere consultati nell'allegato.

Con le informazioni disponibili è stato ipotizzato di installare un cappotto termico esterno da 8 cm di spessore in lana di roccia per coibentare gli edifici e di sostituire gli infissi dotati di vetro singolo con infissi in pvc con doppio vetro e vetrocamera con argon con spessore 4-6-4. Si tratta di interventi che in prima approssimazione dovrebbero essere adatti vista la latitudine e il clima tipico di Civitavecchia, ma si rimanda alle successive fasi di progettazione per una scelta più appropriata delle soluzioni tecniche qui ipotizzate.

Per quanto riguarda la sostituzione dell'illuminazione artificiale presente negli edifici, in base alle informazioni note e quindi la presenza di lampade fluorescenti, si può ipotizzare la sostituzione di tali lampade con apparecchiature a led.

Si è ipotizzato in questo studio di procedere agli interventi su menzionati su tutti gli edifici escluso il magazzino il quale, vista la destinazione d'uso, non dovrebbe necessitare di riscaldamento invernale o raffrescamento estivo e quindi non necessita di coibentazione e si presume inoltre che l'uso dell'illuminazione artificiale in termini di ore/annue sia piuttosto esiguo e quindi il beneficio dalla sostituzione delle lampade non tale da giustificare il costo dell'intervento.

Inoltre, si è ipotizzato di non intervenire nei serramenti che già presentano un doppio vetro.

Le aree di intervento sono quelle appresso descritte

13.7.1.1 Sede principale Capitaneria di Porto

Le aree di intervento relative a questo edificio (avente una copertura di mq. 2.663,1) sono le seguenti.

Piano	Prospetto	Superficie (mq.)	Vetro singolo (nr)		Vetro doppio (nr)	
			Finestre	Porte	Finestre	Porte
Terra	Nord-Est	610,6	33	4	0	0
Terra	Sud-Est	67,2	1	1	0	0
Terra	Sud-Ovest	307,3	1	0	14	1
Terra	Nord-Ovest	55,5	1	1	0	0
Terra	Chiostrina	196,2	0	9	0	0

Primo	Nord-Est	371,2	27	0	0	0
Primo	Sud-Est	52,8	2	1	0	0
Primo	Sud-Ovest	192,3	1	0	12	0
Primo	Nord-Ovest	55,1	3	0	0	0
Primo	Chiostrina	149,0	9	0	0	0
Secondo	Nord-Est	302,0	20	0	2	2
Secondo	Sud-Est	52,8	4	0	0	0
Secondo	Sud-Ovest	97,6	0	0	13	0
Secondo	Nord-Ovest	52,8	4	0	0	0
Totale		2.562,4	106	16	41	3

I corpi illuminati (costituiti da 4 lampade fluorescenti) oggetto dell'intervento sono i seguenti:

÷ piano terra, 184

÷ piano primo, 104

÷ piano secondo, 54

13.7.1.2 Palazzina Mezzi Nautici

Le aree di intervento relative a questo edificio (avente una copertura di mq. 97,9) sono le seguenti.

Piano	Prospetto	Superficie (mq.)	Vetro singolo (nr)		Vetro doppio (nr)	
			Finestre	Porte	Finestre	Porte
Terra	Nord-Est	38,5	0	1	1	0
Terra	Sud-Est	36,2	0	0	4	0
Terra	Sud-Ovest	38,5	0	0	3	0
Terra	Sud-Ovest	36,2	0	0	2	0
Primo	Nord-Est	38,5	0	0	1	0
Primo	Sud-Est	36,2	0	0	3	0
Primo	Sud-Ovest	38,5	0	0	3	0
Primo	Nord-Ovest	36,2	0	0	2	0
totale		298,8	0	1	19	0

I corpi illuminati (costituiti da 4 lampade fluorescenti) oggetto dell'intervento sono i seguenti:

÷ piano terra, 10

÷ piano primo, 9

13.7.1.3 Alloggi di Via del Lazzaretto

Le aree di intervento relative a questo edificio (avente una copertura di mq. 134,5) sono le seguenti.

Piano	Prospetto	Superficie (mq.)	Vetro singolo (nr)		Vetro doppio (nr)	
			Finestre	Porte	Finestre	Porte
Terra	Nord-Est	63,2	2	0	0	0
Terra	Sud-Est	37,2	2	0	0	0
Terra	Sud-Ovest	60,0	3	1	0	0
Terra	Sud-Ovest	40,4	2	0	0	0
Primo	Nord-Est	47,4	2	0	0	0

Primo	Sud-Est	27,9	3	0	0	0
Primo	Sud-Ovest	45,0	3	1	0	0
Primo	Nord-Ovest	30,3	2	0	0	0
totale		351,4	19	2	0	0

13.7.1.4 Alloggi di Via Prato del Turco

Le aree di intervento relative a questo edificio (avente una copertura di mq. 320,4) sono le seguenti.

Piano	Prospetto	Superficie (mq.)	Vetro singolo (nr)		Vetro doppio (nr)	
			Finestre	Porte	Finestre	Porte
Terra	Nord-Est	33,3	1	0	0	0
Terra	Sud-Est	164,5	5	4	0	0
Terra	Sud-Ovest	35,0	1	0	0	0
Terra	Sud-Ovest	176,8	4	1	0	0
totale		409,5	11	5	0	0

13.7.1.5 Magazzino delle Dogane

Le aree di intervento relative a questo edificio (avente una copertura di mq. 92,2) sono le seguenti.

Piano	Prospetto	Superficie (mq.)	Vetro singolo (nr)		Vetro doppio (nr)	
			Finestre	Porte	Finestre	Porte
Terra	Nord-Est	31,0	0	0	0	0
Terra	Sud-Est	78,8	3	0	0	0
Terra	Sud-Ovest	31,0	0	0	0	0
Terra	Sud-Ovest	78,8	2	0	0	0
totale		219,6	5	0	0	0

13.7.2 Cornice temporale

Gli interventi prima riassunti sono previsti iniziare in base alla copertura finanziaria relativa a detto intervento, e si articoleranno secondo la seguente sequenza temporale:

- ÷ progettazione esecutiva, mesi 3
- ÷ bando di gara ed affidamento lavori: mesi 4
- ÷ realizzazione e collaudo: mesi 6

13.7.3 Fattibilità tecnico-economica

L'intervento in oggetto è stimato avere un costo a base di gara di circa €.800.000,00, la cui copertura finanziaria darà assicurata o con fondi propri dell'Ente o con finanziamenti correlati a programmi comunitari, e non presenta difficoltà di carattere tecnico.

Dagli interventi si stima una riduzione del fabbisogno energetico in circa 350.000 kWh/anno.

Considerato un costo medio onnicomprensivo della fornitura elettrica è stimato in circa 0,230 €/kWh, si stima che il risparmio annuo dell'intervento €. 80.500,0, con un periodo di ritorno (del finanziamento al netto degli oneri finanziari) di circa 10 anni.

13.8 Impianto PV presso aree retroportuali

La decarbonizzazione del porto di Civitavecchia prevede di installare gli impianti PV quanto più vicini al porto stesso, pertanto, determinante è la caratterizzazione del sito e l'analisi dei relativi dati di insolazione.

Uno studio di fattibilità per la localizzazione di un impianto che sfrutta la radiazione solare su un determinato sito, deve avere come base la caratterizzazione del sito non solo dal punto di vista della radiazione solare ma anche per altre grandezze (temperatura, velocità e direzione del vento) che possono influenzare l'operabilità dei principali componenti dell'impianto.

Una volta che è stato definito il potenziale energetico del sito (determinata la curva della radiazione solare), è possibile dimensionare l'impianto solare e tutti i componenti accoppiati all'impianto solare sulla base della potenza elettrica prevista e delle prestazioni attese dai vari componenti.

L'Ente, fino al 2013, ha proceduto all'acquisizione di compendi immobiliari con procedure aventi un costo complessivo (non attualizzato) pari €51.397.688,72.

Acquisto	Denominazione	Superficie (mq.)	Costo (€.)
14.10.1988	Impianto depurazione "Ecoporto"	11.962	5.164.568,99
18.02.2002	Locali "Via del Lazzaretto"	480	619.748,28
24.07.2002	Area parcheggio "Zephro"	389.069	25.765.200,00
24.07.2002	Stabilimento "ex S.P.C.N."	144.108	4.255.432,76
14.12.2006	Ristorante "ex Delfino"	2.468	1.500.000,00
21.02.2013	Terreni residuali del "Comparto 2"	101.383	14.092.738,69
totale			51.397.688,72

Il Comitato di Gestione dell'Ente con Delibera n.11 del 15.04.2021 ha approvato l'atto di indirizzo secondo il quale la maggior parte delle aree sopra elencate vengano destinate alla installazione di un impianto fotovoltaico e dei relativi sistemi di accumulo.

13.8.1 Superfici disponibili

Ad eccezione dei compendi immobiliari interni al tessuto urbano di Civitavecchia (Locali "Via del Lazzaretto" e Ristorante "ex Delfino"), le restanti aree sono disponibili per la finalità del DEASP:

Denominazione	Superficie (mq.)
Impianto depurazione "Ecoporto"	11.962
Area parcheggio "Zephro"	389.069
Stabilimento "ex S.P.C.N."	144.108
Terreni residuali del "Comparto 2"	101.383
totale	646.522

Di questi, una vasta porzione dell'area di parcheggio "Zephro" (mq.260.000) è locata fino al 30.04.2027 ad Automar S.p.A., quale area di accumulo destinata all'imbarco/sbarco di autovetture nuove; questo Ente ha richiesto alla Società affittuaria la possibile di ricoprire tali aree, a cura e spesa di questa AdSP, con pensiline destinate:

÷ a proteggere le auto da eventi meteorici estremi (gradine e simili);

÷ installazione di pannelli fotovoltaici.

Automar ha manifestato la sua ferma opposizione a tale proposta per i seguenti motivi:

- ÷ indisponibilità parziale delle aree durante i lavori di installazione delle pensiline;
- ÷ ostacolo alle attività svolte causato dai pilastri di ancoraggio delle pensiline, con probabile aumento degli incidenti delle auto durante le fasi di parcheggio in attesa di imbarco e sbarco.



Pertanto, detta superficie non risulta attualmente disponibile per le finalità del DEASP.

Denominazione	Superficie (mq.)
Superficie totale	646.522
Superficie Automar	260.000
superficie disponibile	386.522

13.8.2 Utilizzo delle superfici disponibili

Le superfici disponibili per le finalità del DEASP sono pertanto le seguenti.

Denominazione	Superficie (mq.)
Impianto depurazione "Ecoporto"	11.962
Area residuale parcheggio "Zephiro"	129.069

Stabilimento “ex S.P.C.N.”	144.108
Terreni residuali del “Comparto 2”	101.383
totale	386.522

Le condizioni orografiche del terreno rendono possibile l'utilizzo di parte di tali aree per l'installazione dei pannelli fotovoltaici, mentre le restanti parti potranno essere utilizzate per l'installazione delle strutture ancillari ai pannelli fotovoltaici (cabine, sezionatori, ecc.) ed al parco batterie in grado di soddisfare il fabbisogno notturno medio delle utenze portuali basate a terra (illuminazione, edifici, ecc.).

Circa mq.290.000 di tali aree hanno una configurazione a ridotta inclinazione e rendono possibile la facile installazione (anche ancorata a terra) di pannelli fotovoltaici per una potenza di almeno 24MWp.

Le restanti superfici (circa mq.90.000) hanno dei vincoli che non rendono ottimale l'installazione di pannelli fotovoltaici, ma potranno essere utilizzate per l'installazione delle strutture ancillari ai pannelli fotovoltaici (meno di mq.40.000) e per un parco batterie da 2MW/18MWh (meno di mq.50.000).

13.8.3 Caratteristiche del Sito

Ai fini della localizzazione di un impianto di potenza per la produzione di energia occorre tener conto delle caratteristiche meteorologiche del sito prescelto per l'installazione. In generale, i valori della temperatura, dell'umidità e delle altre grandezze meteorologiche che si riscontrano nel sito possono porre dei vincoli sulle scelte costruttive, sul funzionamento e sull'operatività.

I fenomeni meteorologici sono in gran parte irregolari e imprevedibili. Per questo motivo, al fine di caratterizzare compiutamente una località, è necessario collezionare una serie di dati meteo, inclusa la radiazione solare, che copra un periodo di alcuni anni. Anche la frequenza di acquisizione è importante: di norma, i dati medi mensili sono sufficienti per stimare la potenzialità a lungo termine, ossia per un tempo confrontabile con la durata della vita dell'impianto, mentre, per studiare in dettaglio le condizioni operative, occorre ricostruire gli andamenti delle grandezze coinvolte partendo da valori orari o anche con frequenza di acquisizione più spinta (una registrazione di dati ogni quarto d'ora e anche meno).

La via maestra per acquisire i dati consiste nell'effettuare le misurazioni delle grandezze meteo nella località prescelta, con la frequenza adeguata (non inferiore a quella oraria) e per un periodo sufficiente (preferibilmente di più anni, perché le oscillazioni del clima da un anno all'altro non sono trascurabili; e in ogni caso, non dev'essere inferiore ad un anno, per poter cogliere appieno la variabilità connessa all'avvicendamento delle quattro stagioni). Questa soluzione presenta però diversi inconvenienti. Innanzitutto, occorre considerare il costo rilevante legato all'allestimento, messa in opera e manutenzione di una centralina attinometrica completa e in secondo luogo, occorre tener conto dell'inevitabile attesa del completamento della campagna di misurazioni. Infine, va rilevato che i risultati delle misure sono sempre “puntuali” – riferibili a rigore al particolare sito studiato – e non sempre è agevole estenderli alle eventuali località, anche geograficamente vicine, che vengono inizialmente considerate come suscettibili di ospitare la nuova installazione.

13.8.4 Le stime della radiazione solare mediante immagini satellitari

Per superare le difficoltà legate ai costi e tempi di attesa delle misurazioni e alle limitazioni del loro uso, sono stati sviluppati metodi alternativi di stima della radiazione solare. A questo scopo, in ENEA, da quasi due decenni si elaborano le immagini satellitari di copertura nuvolosa acquisite con la frequenza di una ogni quarto d'ora e distribuite dall'European Organisation for the Exploitation of Meteorological Satellites (EUMETSAT). Per questioni di agilità elaborativa, di esse si utilizza il solo ritaglio che copre per intero la regione italiana. A partire da tali immagini e con il ricorso a un'opportuna modellizzazione del comportamento dell'atmosfera, si ricavano mappe digitali il cui contenuto informativo è costituito dalla radiazione solare. Per quanto riguarda la risoluzione spaziale, ogni pixel (= dato) delle mappe equivale a un'area che per le nostre latitudini è grande circa $1 \times 1.5 \text{ km}^2$. Le mappe digitali sono geo-referenziate, affinché mediante la sola conoscenza delle coordinate geografiche sia possibile estrarvi i dati in corrispondenza delle località che interessano per lo studio. Va detto che, trattandosi di stime ottenute con un metodo differente dalla misurazione effettiva, i valori così calcolati non necessariamente coincidono con quelli che effettivamente si misurerebbero a terra negli stessi istanti. Rispetto alle misure a terra usate per confronto, le stime mostrano scarti per la radiazione globale sul piano orizzontale, anche del 6% sul dato giornaliero medio mensile, e ovviamente scarti più grandi sono possibili per i dati giornalieri e per quello orari.

Attraverso l'elaborazione dei dati delle mappe satellitari con opportuni modelli teorici ed empirici si arriva ad una stima della radiazione solare incidente sul modulo fotovoltaico per qualsiasi orientazione (azimut) e qualsiasi inclinazione rispetto al suolo (tilt). È possibile, quindi, prevedere per qualsiasi località il miglior compromesso tra azimut e tilt per avere la massima captazione dell'energia solare e quindi la massima produzione energetica annua.

13.8.5 Anno tipo per la radiazione solare

Attualmente, il patrimonio delle mappe digitali georeferenziate della radiazione solare, disponibili in ENEA, copre l'intero periodo 2006-2019, con la frequenza di una mappa ogni quindici minuti. Assegnate le coordinate della località da studiare, l'archivio consente il calcolo dei valori d'irradianza globale orizzontale (GHI), diffusa orizzontale (Diff) e diretta normale (DNI): 4 valori per ogni ora, 24 ore per ogni giorno, 365 giorni l'anno. A partire da tale serie storica, si calcolano i valori:

- ÷ orari;
- ÷ giornalieri;
- ÷ giornalieri medi mensili;
- ÷ annui.

Con riferimento a:

- ÷ superficie orizzontale (fissa);
- ÷ superficie normale;
- ÷ superficie captante nell'orientazione prevista ora per ora nelle condizioni operative.

Va detto che per ricavare i parametri significativi che consentono di valutare il potenziale radiativo di una località, sebbene sia desiderabile che i dati coprano un intervallo sufficientemente lungo di anni, dal punto di vista dell'elaborazione è conveniente limitarsi ad un profilo di un solo anno, rappresentativo dell'intero periodo di riferimento TMY (Typical Meteorological Year). Il TMY viene

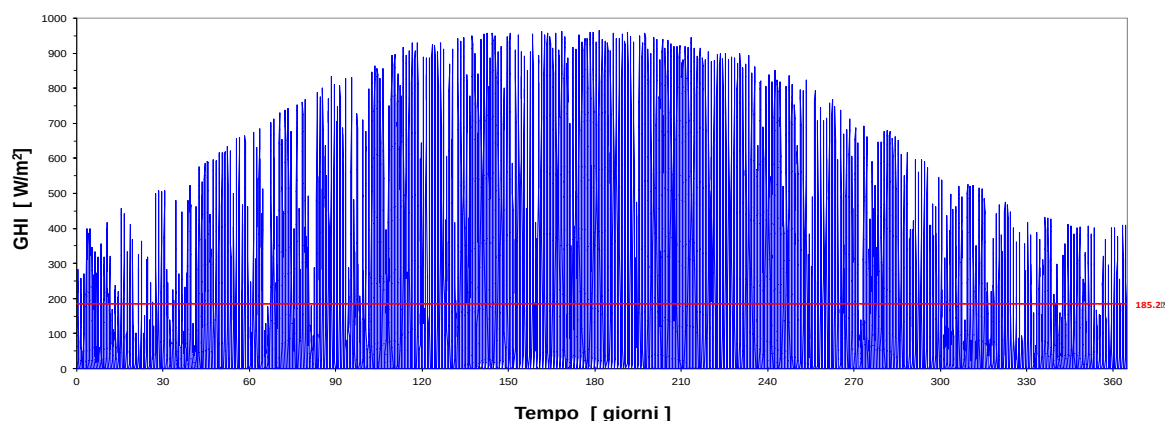
confezionato giustapponendo 12 mesi di dati effettivi, ciascuno estratto dalla serie di partenza, in corrispondenza di anni diversi per ciascuno, facendo in modo che:

- il valor medio mensile delle grandezze in studio (GHI ecc.) del mese prescelto dev'essere prossimo a quello medio mensile dell'intera serie pluriennale di partenza (caratterizzazione climatologica del sito);
- le sequenze orarie e giornaliere presenti nel TMY devono riprodurre in modo sufficientemente realistico gli andamenti effettivamente riscontrabili nei dati registrati (caratterizzazione meteorologica del sito).

I valori dell'anno tipico di Civitavecchia (RM) (riportati in figura) sono espressi in W/m^2 . La grandezza rappresentata è l'irradiazione globale orizzontale (GHI).

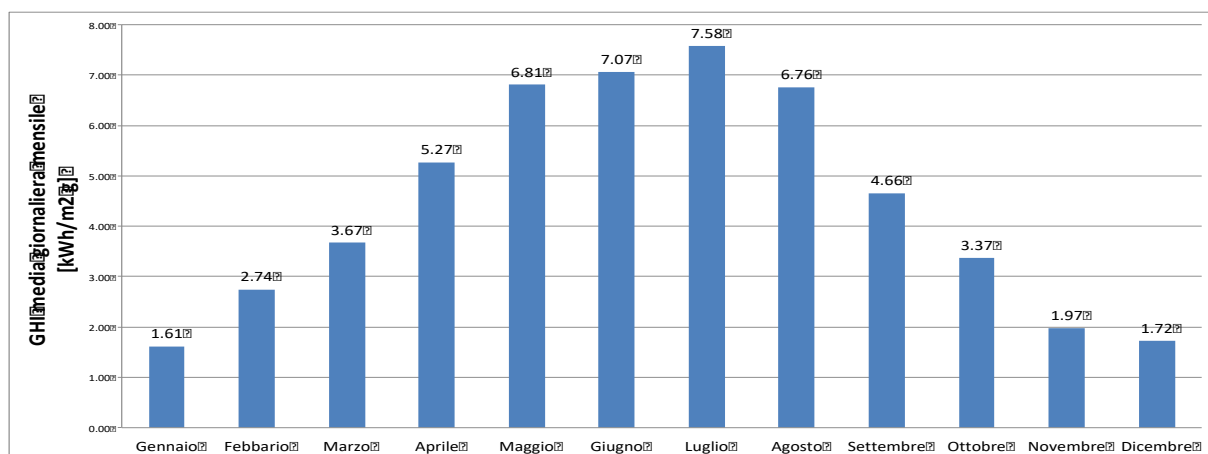
13.8.6 Analisi dei Dati di Radiazione Solare

La zona di Civitavecchia considerata ha rispettivamente latitudine $42^{\circ}09'$ Nord e longitudine $11^{\circ}48'$ Est da Greenwich e il profilo orario della GHI riferito all'anno tipico calcolato della località in esame è mostrato in figura:

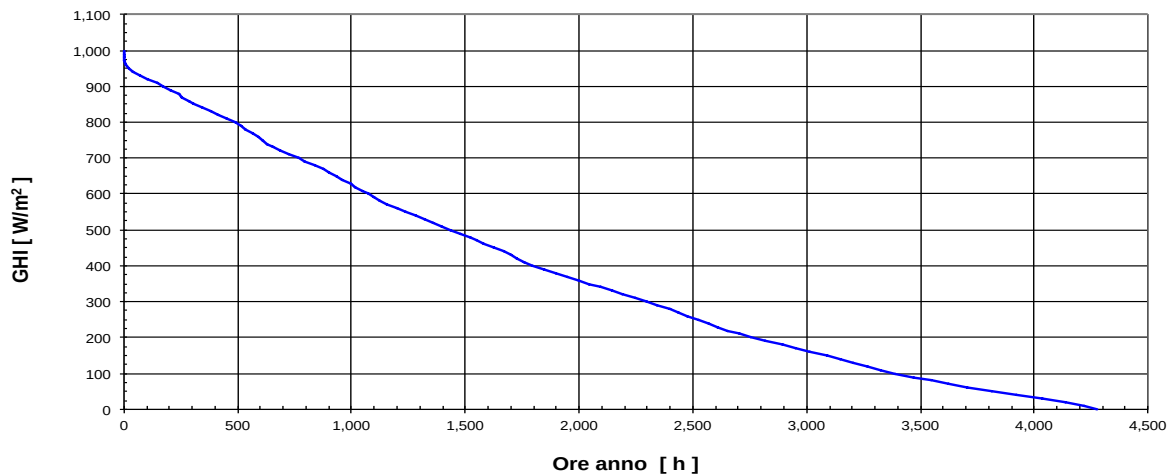


Il valore integrale annuo è di $1623.1 \text{ kWh}/(m^2 \text{ a})$, il valore massimo della radiazione è di $964 \text{ W}/m^2$, con un valore medio $185.2 \text{ W}/m^2$.

Nella figura è riportata la distribuzione mensile del valore medio giornaliero; come si vede nei mesi invernali, l'energia media giornaliera è molto più bassa rispetto a quella dei mesi estivi.

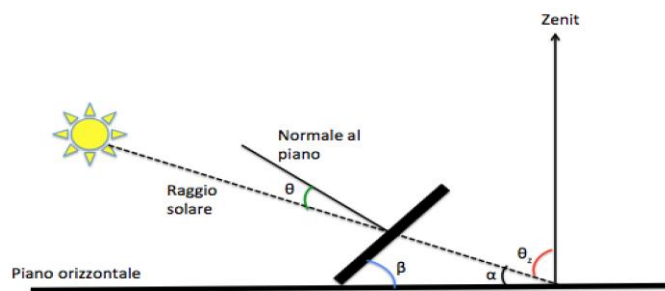


La radiazione è presente, ($>0 \text{ W}/m^2$) per circa 4300 h/a.



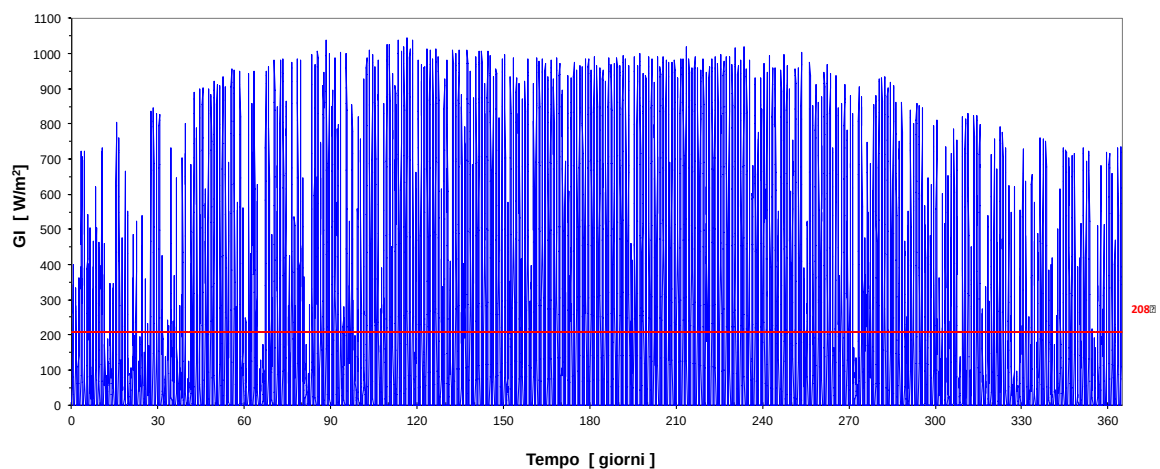
Come visto in precedenza per massimizzare la produzione energetica annua si dispongono i moduli fotovoltaici orientati e inclinati.

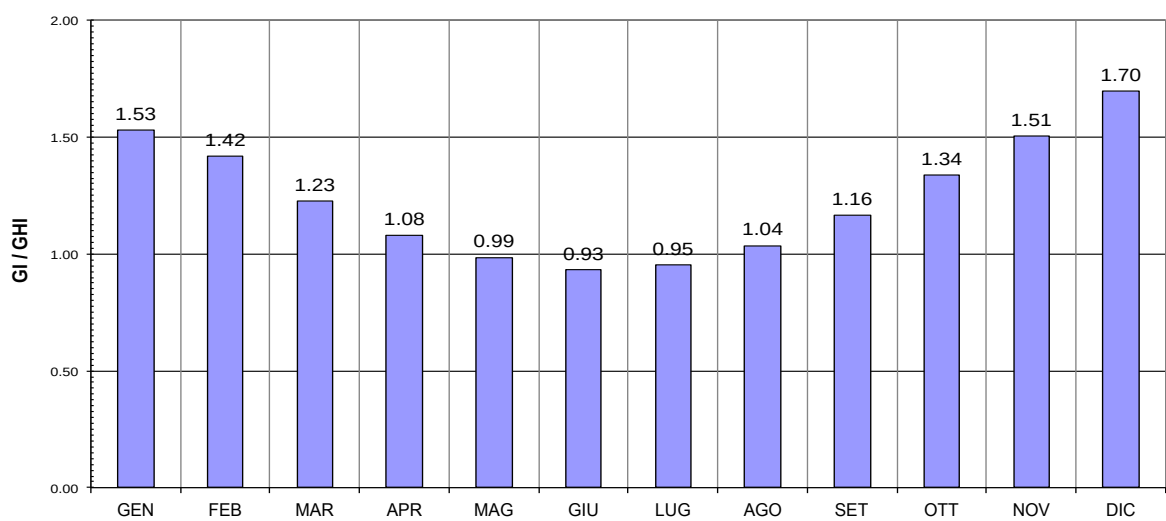
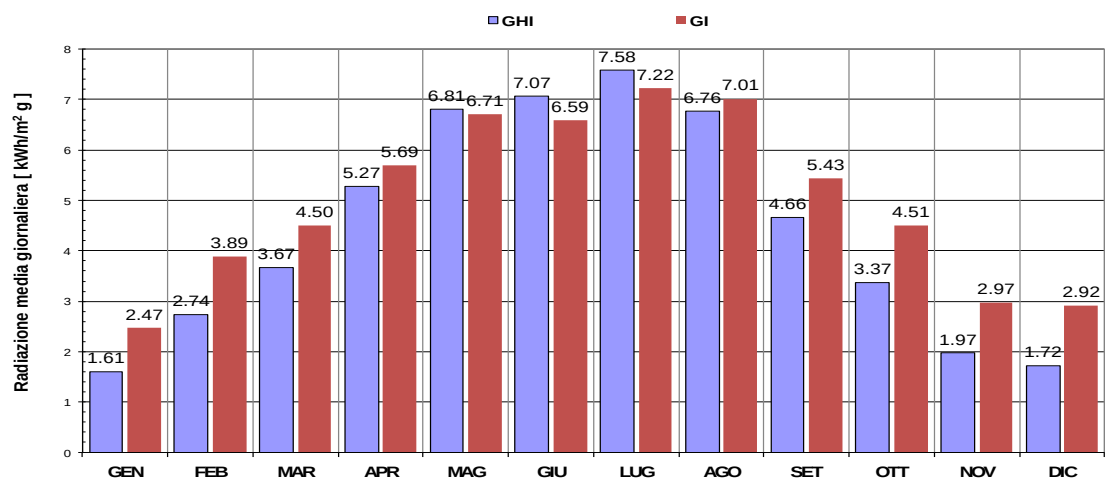
La radiazione incidente non sarà la Globale Orizzontale (GHI) ma la Globale Incidente sul piano del modulo (GI).



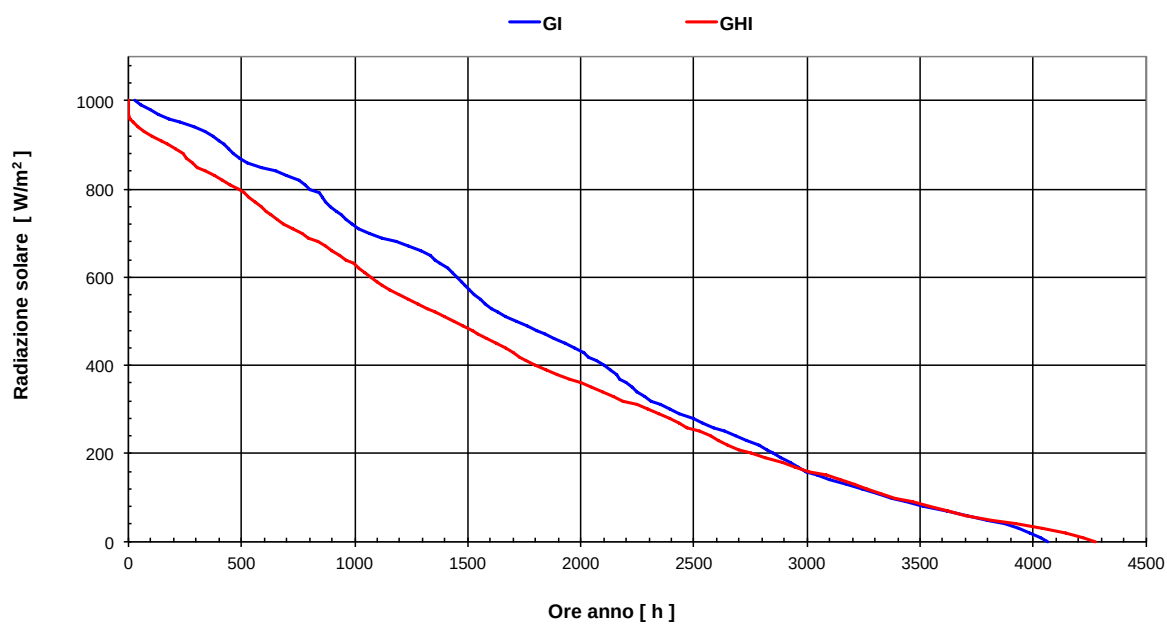
Per le coordinate geografiche interessate risulta che la maggiore radiazione si ha per un orientamento (Azimut) di 3° est (0° Sud) e un'inclinazione (Tilt) di 33° .

Tenendo conto di tutti questi fattori, la radiazione solare effettiva incidente sul piano del modulo fotovoltaico risulta pari a $1824.62 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$, con un valore medio di circa 208 W/m^2 e un valore massimo di 1044.4 W/m^2 . L'andamento orario è rappresentato nella seguente figura:

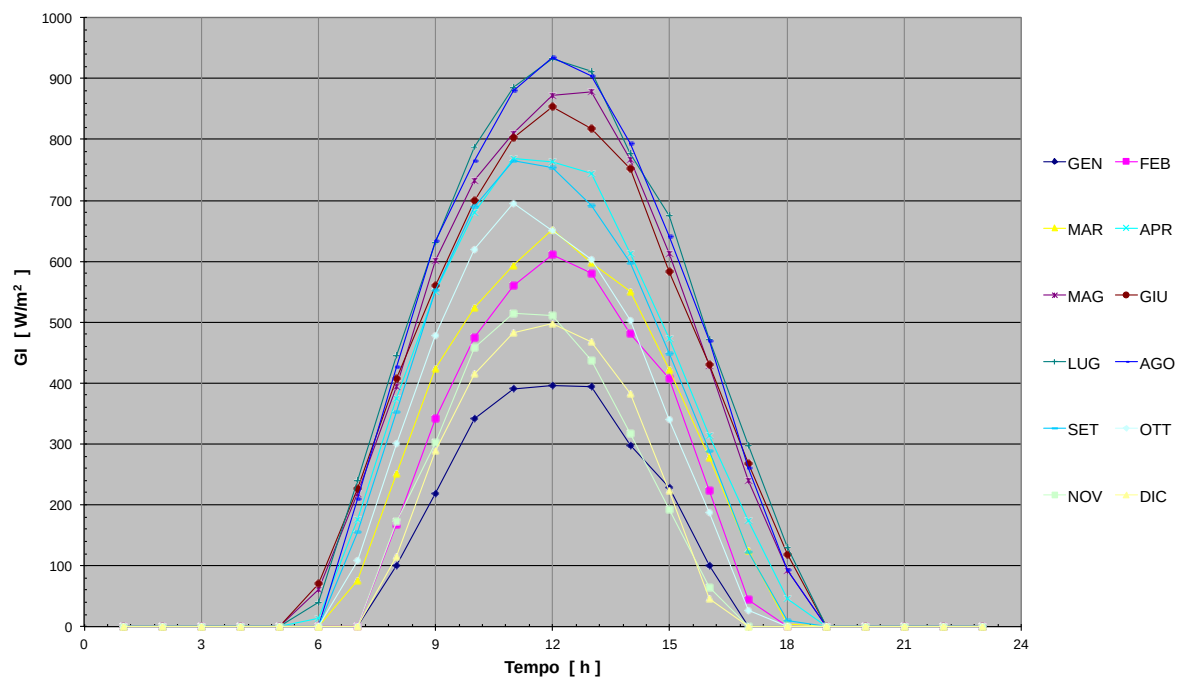




Il confronto della distribuzione della radiazione solare è mostrato:

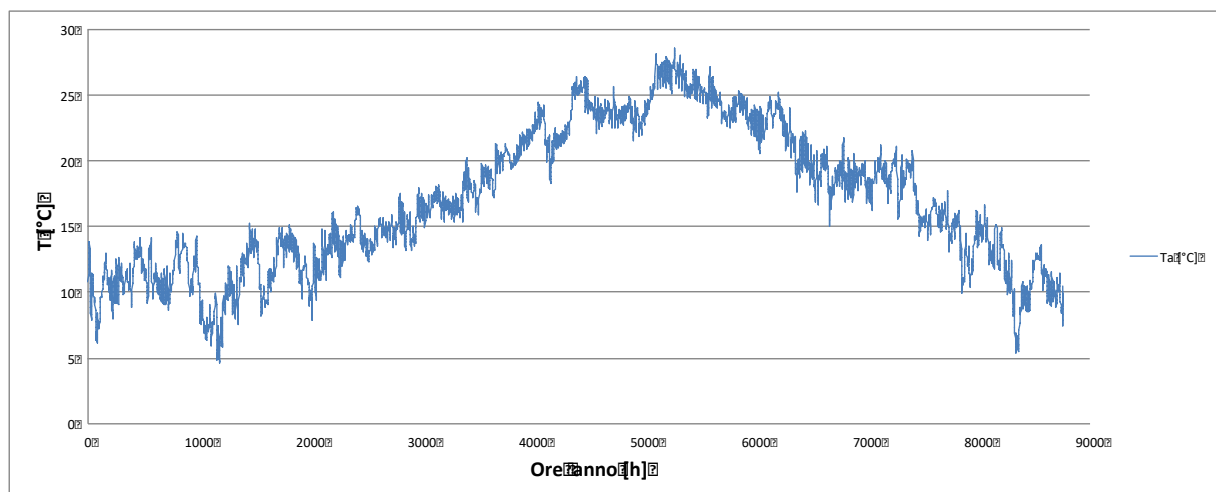


Come si vede le ore in cui la radiazione solare è presente si riducono a 4080 però aumentano le ore annue con maggiore radiazione. L'andamento orario della radiazione media giornaliera mensile è:

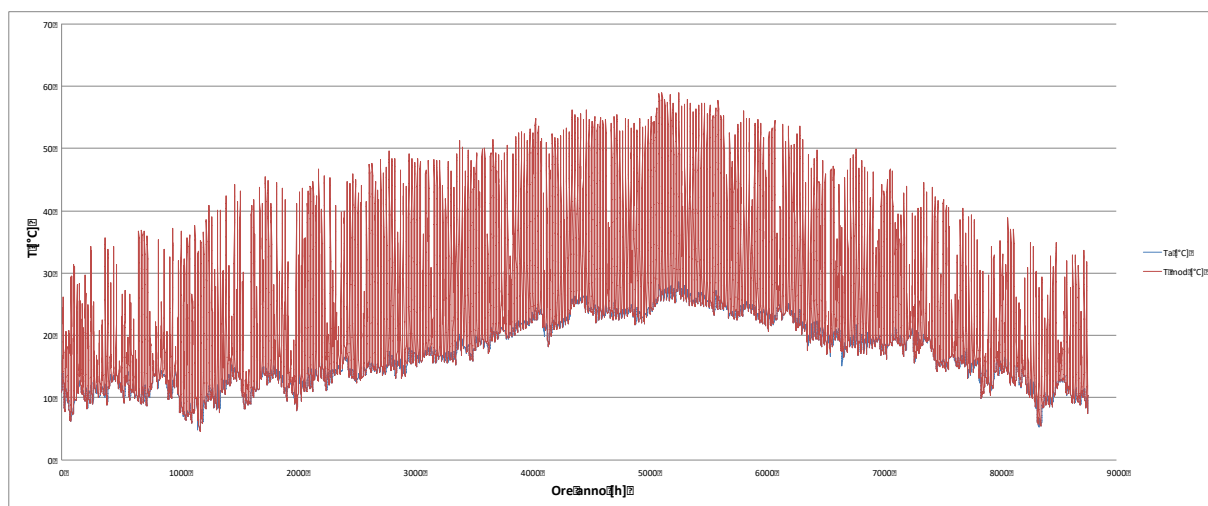


Per la produzione di energia elettrica da fotovoltaico l'altro parametro ambientale importante è la temperatura ambiente che va ad incidere sulla temperatura del modulo fotovoltaico dalla quale dipende la conversione fotoelettrica.

Nel seguente grafico è riportato l'andamento per l'anno tipico della temperatura ambiente a 2 m dal suolo.



Nel seguente grafico è riportata la temperatura del modulo e temperatura ambiente considerando un NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) di cella di 45 °C.



13.8.7 Coefficiente di conversione radiazione solare

L'energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico installato nel territorio di Civitavecchia è stata determinata considerando i seguenti parametri:

Dati relativi all'orientazione della superficie captante

A (azimut) =	3 °
β (angolo di inclinazione = tilt) =	33 °
Albedo (= coefficiente di riflessione) del suolo =	0.2

Dati relativi alla temperatura

NOCT (temperatura operativa nominale di cella) =	45 °C

Dati relativi alla produzione elettrica (modulo fotovoltaico LG)

P_n (potenza nominale impianto) =	1000 kW
γ (coefficiente di temperatura di cella) =	-0.37 kW
A (altre perdite) =	4 (%)/°C
n (efficienza inverter) =	0.95 (%)

L'energia elettrica annua prodotta è di 1.733 MWh/MWp.

13.8.8 Coefficiente di conversione radiazione solare utilizzato

Considerato che le aree dove installare gli impianti PV hanno una orografia non sempre pianeggiante, si è ridotto il coefficiente specifico prima indicato del 10%, pertanto il coefficiente di conversione della radiazione solare utilizzato per il dimensionamento del sistema energetico necessario a decarbonizzare il porto di Civitavecchia è pari a 1.560 MWh/MWp.

13.8.9 Caratteristiche principali del progetto

L'impianto di complessivi 24 MWp è stato suddiviso in tre sezioni di impianto da realizzarsi in anche fasi temporalmente distinte e successive, a seconda dei fondi disponibili:

- ÷ aree residuali parcheggio "Zephro" (nr.2 terreni agricoli ed area Villa Romana), 6 MWp
- ÷ stabilimento "ex S.P.C.N.", 13 MWp
- ÷ terreni residuali del "Comparto 2" (sezione pianeggiante), 5 MWp

L'area denominata impianto depurazione "Ecoporto" verrà destinata ad ospitare le infrastrutture necessarie alla connessione alla attigua rete elettrica nazionale (cabina e-distribuzione di Via di Vigna Turci), mentre parte terreni residuali del "Comparto 2" verrà utilizzata per installare il sistema di accumulo.

A seguito di opportune verifiche si potrebbe ulteriormente aumentare la potenza di picco installata di circa 15MWp, attraverso il posizionamento sopra l'area di parcheggio "Zephro" di pensiline con luce libera di passaggio di almeno ml.3. L'impianto sarà quindi così costituito:

- ÷ n. 2 cabine principali, una di connessione (MTR1) ed una seconda di distribuzione (MTR2), connesse tra loro attraverso una linea in MT a 15 kV;
- ÷ n. 10 Power Station (PS), da cui si dipartono le linee MT di collegamento alla MTR2;
- ÷ il collegamento elettrico in MT dell'impianto fotovoltaico alla rete interna portuale su un nuovo quadro MT, localizzato all'interno della CT;
- ÷ i moduli fotovoltaici saranno installati su apposite strutture metalliche di sostegno zavorrate a terra mediante plinti in calcestruzzo.

Tutto l'impianto, incluse le cabine e la rete di connessione, sarà "appoggiato" a terra; non saranno pertanto previsti scavi, tranne quelli necessari al collegamento alla rete elettrica portuale presso il Varco Nord, ed alla REN presso Via di Vigna Turci.

La progettazione, la selezione dei materiali e dei sistemi e la loro installazione saranno in pieno accordo alla vigente normativa tecnica e di legge. In particolare, dovranno essere osservati i requisiti delle seguenti principali normative:

- ÷ CEI 0-16 (2008), Regole Tecniche di Connessione (RTC) per utenti attivi ed utenti passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- ÷ D.lgs. 81 del 09.04.2008, Testo unico in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro,
- ÷ DM 37 del 22.01.2008, Regolamento recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici.

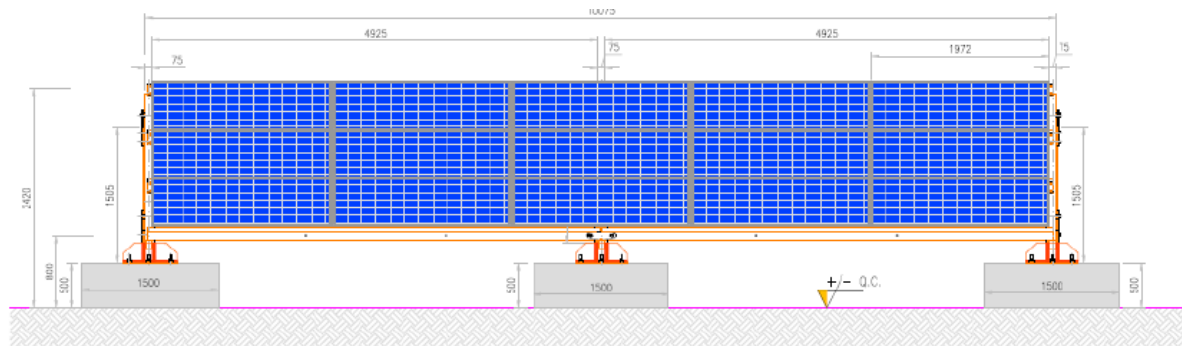
13.8.9.1 Strutture di sostegno

In questa fase del progetto, l'impianto PV è previsto essere ancorato direttamente al suolo, vista l'assenza di attività in essere presso le aree identificate. Visto l'indirizzo del Comitato di Gestione, espresso durante la riunione del 15.04.2021 (Delibera 11), verrà attivata una interlocuzione con il locatario del parcheggio Zephro (Automar S.p.A.) per verificare la possibilità di installare su tale area un ulteriore impianto PV, installato su pensiline rialzate con funzione protettiva per i veicoli in sosta, tenendo conto della necessità manifestata dal locatario di evitare che le strutture di sostegno dei moduli PV possano pregiudicare l'operatività del parcheggio stesso. Le caratteristiche generali della struttura sono:

- ÷ materiale: acciaio soggetto a ciclo di trattamento di protezione anticorrosione (zincatura a caldo, verniciatura);
- ÷ tipo di struttura: fissata su zavorra;
- ÷ inclinazione sull'orizzontale: 32°;
- ÷ esposizione media (azimuth): 0°;
- ÷ altezza complessiva: 2,42 m (rispetto al piano di campagna).

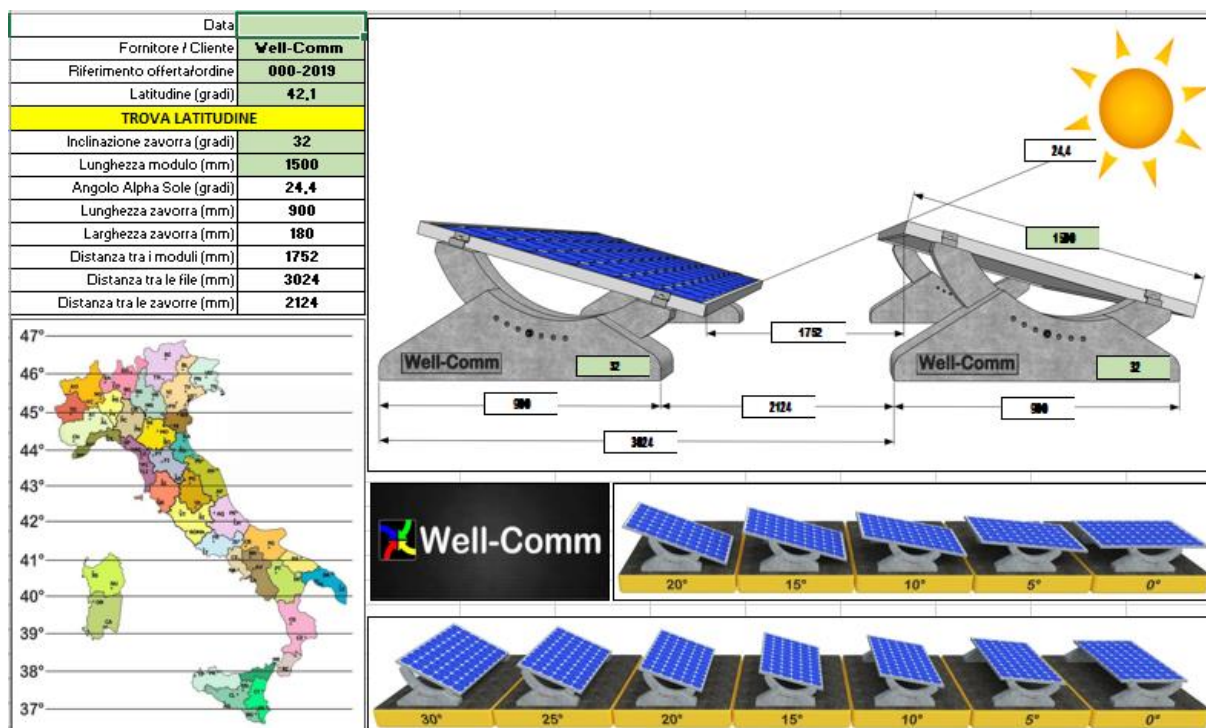
I pannelli saranno montati su appositi supporti in acciaio zincato a caldo e profili in alluminio atti a contenere i moduli fotovoltaici. La struttura di sostegno prevista è di tipo fisso fissata su zavorre

appoggiate sul terreno ed in grado di esporre il piano ad un angolo di tilt pari a 32° . L'altezza è di 2,42 m rispetto al piano di campagna. Il portale tipico della struttura progettata è costituito dalla stringa di 15 moduli montati con una disposizione 3 file in posizione orizzontale (2.000 portali). I materiali delle singole parti sono armonizzati tra loro per quanto riguarda la stabilità, la resistenza alla corrosione e la durata nel tempo.



13.8.9.2 Distanza minima tra le strutture di sostegno (ombreggiamento)

Quando i pannelli fotovoltaici vengono installati su un terreno inclinato rispetto a quello orizzontale, la distanza d'installazione tra le file di pannelli in un campo fotovoltaico può essere ridotta rispetto a quella in piano in modo da sfruttare l'effetto pendenza. Tuttavia, tale distanza non può scendere al di sotto di un valore limite che rappresenta l'inizio dell'ombreggiamento.



La distanza minima intercorrente tra le strutture di sostegno è funzione di.

- ÷ L: lunghezza della sezione del pannello in questione;
- ÷ d: distanza minima del pannello successivo
- ÷ β : angolo d'inclinazione del pannello rispetto al piano orizzontale;
- ÷ γ : angolo d'inclinazione del terreno rispetto all'orizzontale;
- ÷ δ : angolo di declinazione al solstizio d'inverno.

Appresso si riportano i valori relativi all'impianto in oggetto:

÷ L: 1.500 mm;

÷ d: 1.752 mm;

÷ β : 32°;

÷ γ : 0°;

÷ δ : 24.4°.

Pertanto, nella configurazione prima indicata, per evitare fenomeni di ombreggiamento, ad ogni struttura di sostegno è necessaria una superficie pari a mq.48):

÷ distanza per fila di moduli, ml.2 oltre la lunghezza del sostegno, ml. 12

÷ distanza tra i moduli, ml 1.752 oltre ingombro struttura, ml. 4

$$12 \text{ m (distanza per fila)} \times 4 \text{ m (distanza per colonna)} = \text{mq.48}$$

Considerato che le strutture di sostegno sono 2.000, la superficie minima (al netto della viabilità di servizio) da avere a disposizione è pari a mq. 96.000, ampiamente inferiore a quella a disposizione. Quella reale verrà definito a seguito di verifiche accurate sulla topografia del sito, e verrà maggiorata per consentire il passaggio di automezzi di servizio.

13.8.9.3 Moduli fotovoltaici

La potenza installata (23.976kWp), deriverà da moduli fotovoltaici della capacità unitaria di 800Wp (30.000 moduli).

I moduli saranno completi di certificazioni e di accessori di collegamento, e saranno collegati in stringhe, ciascuna completa di quindici (15) moduli: 12kWp per stringa (2.000 stringhe).

Le stringhe verranno raggruppate in numero di 18 (216kWp); ogni gruppo di (18) stringhe sarà successivamente cablato ad un inverter (inverter di stringa, 111).

13.8.9.4 Cabine elettriche

Le cabine di tipo prefabbricato saranno installate su fondazioni prefabbricate o in opera alla profondità di circa 50 cm, e saranno le seguenti:

÷ n. 6 cabine di campo o Power Station, che hanno la duplice funzione di convertire l'energia elettrica prodotta dal campo fotovoltaico da corrente continua (CC) a corrente alternata (CA), trasformandola successivamente da bassa tensione (BT) a media tensione (MT);

÷ cabina di Connessione MTR 1, che consente il collegamento dell'impianto alle reti elettriche, allacciandosi alla cabina principale di distribuzione MTR2;

÷ cabina di Distribuzione MTR 2, a cui convergono le linee MT a servizio delle Power Stations; essa si collega alla cabina di connessione MTR1 attraverso una linea in MT a 15 kV.

13.8.9.5 Sistema di controllo

L'impianto corredato di sistema di controllo e trasmissione dati fra le varie parti dell'impianto. Il sistema di controllo permetterà il controllo e la supervisione della energia prodotta, la sua gestione e contabilizzazione.

La sala controllo sarà ricavata presso i locali di Port Utilities S.p.A. e la trasmissione dei dati avverrà via cavo o similare, secondo una tecnologia comunque affidabile. A completamento saranno installati i contatori di produzione fiscalizzati come richiesto dalle Agenzia delle Dogane.

13.8.9.6 Impianto di terra

Per l'impianto di terra, si prevede di realizzare un anello di terra per ogni cabina elettrica. Tale anello sarà collegato alla stessa cabina ed all'anello più prossimo. Sarà anche creata un'equi potenzialità tra strutture e pannelli, collegando tra di loro queste ultime con cavo giallo/verde.

13.8.9.7 Impianto antintrusione

L'intera area di produzione sarà recintata e dotata di strade di accesso esterne ed interne. Sul perimetro dell'impianto fotovoltaico sarà realizzata una strada sterrata per permettere la circolazione ai mezzi dedicati alla manutenzione ordinaria e straordinaria. La strada, in analogia alle aree portuali, sarà illuminata con LED.

L'impianto sarà dotato di sistema antintrusione perimetrale di tipo barriera a microne o simili, associato ad un impianto di videosorveglianza con telecamere. Il sistema sarà predisposto per un sistema ciclico di registrazioni e avrà un collegamento in remoto. A tale sistema sarà associata un'attività di vigilanza del sito, affidata a personale locale, per poter garantirne una sua perfetta salvaguardia.

13.8.10 Energia annualmente prodotta

Considerato il citato coefficiente di conversione radiazione solare (1.560 MWh/MWp), si ha che la quantità minima di energia derivante dall'utilizzo dei terreni prima indicati (cui è associata l'installazione di un parco fotovoltaico della potenza minima di 24MWp), è possibile stimare l'energia annualmente prodotta da tale impianto primario:

$$24 \times 1.560 = 37.440 \text{ MWh}$$

Vale la pena sottolineare come tale produzione annua è circa 10 volte il fabbisogno energetico massimo stimato per le utenze elettriche intestate all'AdSP (3.460 MWh), e circa il doppio di quelle massima ipotizzata per le altre utenze portuali connesse a reti elettriche (18.530 MWh).

Pertanto, solo questo impianto PV è in grado di decarbonizzare tutti i traffici portuali che attingono energia elettrica da reti.

13.8.11 Gestione impianto

Durante la fase di esercizio, la gestione ed il mantenimento dell'impianto includeranno le attività di manutenzione dell'impianto fotovoltaico, di pulizia dei pannelli e di vigilanza, a cura della ditta concessionaria del servizio elettrico portuale.

La manutenzione dell'impianto fotovoltaico è un'operazione particolarmente importante, in quanto l'utilizzo di un impianto elettrico nel corso del suo esercizio va costantemente monitorato per valutare il permanere nel tempo delle caratteristiche di sicurezza e di affidabilità dei componenti e dell'impianto nel suo complesso. La manutenzione verrà eseguita secondo le norme nazionali in materia, con verifiche periodiche sull'impianto elettrico, dei cablaggi e di tutte le componenti.

Come tutti i dispositivi collocati all'aperto, i pannelli fotovoltaici sono esposti ad una serie di agenti, quali insetti morti, foglie, muschi e resine, che ne sporcano la superficie, a cui contribuiscono anche gli agenti atmosferici, tra cui il vento, la pioggia e la neve. L'accumulo di sporcizia influisce sulle prestazioni dei pannelli, diminuendone l'efficacia. Per tale motivo i pannelli fotovoltaici verranno lavati a mano semplicemente con acqua, con frequenza semestrale.

Il costo annuo per la gestione ordinaria dell'impianto è stimato dall'RTI che formulato una proposta di PPP in circa €360.000,00.

- ÷ personale operativo di gestione impianto;
- ÷ oneri di gestione amministrativa;
- ÷ attrezzature per la manutenzione, quali ad esempio un carrello elevatore, il macchinario per il lavaggio periodico delle superfici dei moduli fotovoltaici, etc.;
- ÷ consumabili quali carburante, oli, grassi, acqua di lavaggio, etc..
- ÷ le (minime) parti di ricambio necessarie.

13.8.12 Cornice temporale

Gli interventi prima riassunti sono previsti iniziare in base alla copertura finanziaria relativa a detto intervento, e si articoleranno secondo la seguente sequenza temporale:

- ÷ progettazione esecutiva, mesi 6
- ÷ bando di gara ed affidamento lavori: mesi 12
- ÷ realizzazione e collaudo: mesi 18

La realizzazione del proposto impianto comporterà lo svolgimento, secondo una sequenza ordinata di attività indicata in un dettagliato cronoprogramma da svilupparsi all'uopo, delle seguenti attività:

- ÷ indagini topografiche, geotecniche e di identificazione dei sottoservizi;
- ÷ supporto tecnico per i permessi e le autorizzazioni;
- ÷ gestione tecnica della pratica ENEL/TERNA;
- ÷ attività di progettazione multidisciplinare esecutiva;
- ÷ attività di acquisto materiale, ispezioni e collaudi in officina;
- ÷ trasporto dei materiali e delle apparecchiature a piè d'opera;
- ÷ attività di costruzione ed installazione;
- ÷ attività di collaudi funzionali e freddo ed a caldo;
- ÷ attività di messa in servizio;
- ÷ pratiche GSE;
- ÷ pratiche Agenzia delle Dogane;
- ÷ attività di garanzia (due anni di durata).

13.8.13 Fattibilità tecnico-economica

La fattibilità tecnica economica è stata redatta tenendo conto del:

- ÷ costo impianto PV ancorato a terra;
- ÷ costo portali ex Delibera del CdG n.11/2021;
- ÷ costo gestione impianto PV;
- ÷ costo collegamento impianto a sistemi di accumulo e reti elettriche.

13.8.13.1 Costo impianto PV ancorato a terra

Il Raggruppamento Temporaneo di Imprese composto da Renco spa, Renco Eco Energy Srl e Sapienza Innovazione (RTI), ha proposto all'AdSP di realizzare in conformità alla normativa afferente ai contratti di Partecipazione Pubblico Privato (PPP), un impianto PV della potenza di 24MWp installato a terra, trasmettendo il relativo "progetto di fattibilità", in base al quale l'RTI stima il costo dell'investimento in €.17.338.000,00.

La stima di investimento per l'esecuzione delle attività di progettazione, acquisto materiali, lavori di installazione e costruzione, prove funzionali e prestazionali è stata sviluppata sulla base delle seguenti assunzioni e considerazioni:

- ÷ valorizzazione delle attività di progettazione, acquisto materiali, etc. sulla base di valori statistici di mercato al momento in uso per progetti simili,
- ÷ ipotizza che la realizzazione del progetto sia avviata entro l'anno corrente 2021;
- ÷ le aree di installazione definitiva delle opere di progetto saranno concesse senza onere economico alcuno,
- ÷ saranno forniti a titolo gratuito d'uso e per tutta la durata del progetto di esecuzione, i necessari locali per la sistemazione degli uffici di cantiere; con esclusione dell'arredo degli uffici, della connessione Internet e telefonica.

La stima non include le seguenti attività e forniture perché al momento non valutabili:
oneri di allaccio alla rete nazionale ENEL;

- ÷ ogni altro onere di legge per pratiche autorizzative del progetto (se necessarie);
- ÷ sono invece inclusi gli oneri di legge associati allo svolgimento delle attività del Committente, quali ad esempio assicurazioni professionali, oneri contributivi, tasse ed imposte;
- ÷ parti di ricambio strategiche e per i primi due (2) anni di esercizio;
- ÷ eventuali corsi di formazione del personale;
- ÷ IVA di legge.

Tale stima risulta congrua con quanto già comunicato al MiTE. Considerando che gli impianti PV andranno installati su aree di proprietà di questa AdSP non sono previsti costi legati all'uso dei terreni. Stimando in €.800.000,00 il costo per ogni MWp installato (comprensivo dei costi ancillari e della frammentazione delle aree, non sempre contigue) si ha che il costo degli impianti PV a base d'asta è pari a oltre 19 milioni di euro:

$$24 \times 800.000,00 = 19.200.000,00$$

13.8.13.2 Costo portali per sopraelevare impianto PV

Il Comitato di Gestione con Delibera n.11 del 15.04.2021, oltre ad approvare l'utilizzo delle aree in oggetto per la produzione di energia elettrica da FER, ha chiesto di valutare la possibilità di installare detto impianto su portali posti a copertura delle sottostanti aree (ipotizzate essere a parcheggio), per proteggere dette aree dagli agenti atmosferici e valorizzare le stesse aree di sosta. La stima del costo è funzione di numerose variabili:

- ÷ altezza minima dei portali di sostegno;
- ÷ luce delle travi di sostegno;
- ÷ utilizzo dei portali per altri fini.

In questa fase si stima che il costo di tetta struttura sia pari a circa 40,00 €/mq, pertanto ipotizzando che l'impianto PV copra mq.96.000, si ipotizza un costo di circa €.3.384.000,00.

13.8.13.3 Costo connessioni elettriche

L'impianto andrà connesso a:

- ÷ sistema di accumulo;

- ÷ rete elettrica nazionale;
- ÷ rete elettrica portuale (quando autorizzato).

Tutti i punti di connessione distano dagli impianti PV meno di km.2, cosa che porta a stimare un costo a base d'asta pari a circa €.700.000,00.

13.8.13.4 Costo gestione impianto

Il costo annuo inerente alla gestione dell'impianto è pari a circa 360.000,00, che per la durata minima dell'iniziativa corrisponde a circa €.7.200.000,00.

13.8.13.5 Costo a base d'asta

Il costo complessivo delle diverse sezioni dell'impianto è pari ad €. 28.622.000,00.

- ÷ impianto PV, €.17.338.000,00
- ÷ portali sopraelevazione, €.3.338.000,00
- ÷ connessione a reti elettriche, €.700.000,00;
- ÷ gestione (20 anni), €.7.200.000,00.

A questo costo, va aggiunto il costo relativo alla installazione del sistema di accumulo appresso descritto, pari ad €.9.000.000,00 a base d'asta: pertanto, il costo complessivo dell'impianto a base d'asta è pari a €.37.622.000,00.

L'AdSP ha interesse a bandire una gara dell'intero impianto, cosa che comporterà notevoli economie di scala (in base ad analoghe iniziative, il ribasso in sede di gara è stato pari ad almeno il 10%), pertanto il costo a base d'asta previsto dall'Ente è pari ad €.35.000.000,00.

13.8.13.6 Fattibilità tecnica

Le superficie massima disponibile per realizzare il parco PV da 24MWp (e dei sistemi ancillari), è pari a mq.646.522, per la gran parte immediatamente disponibili, e prossimi a reti elettriche.

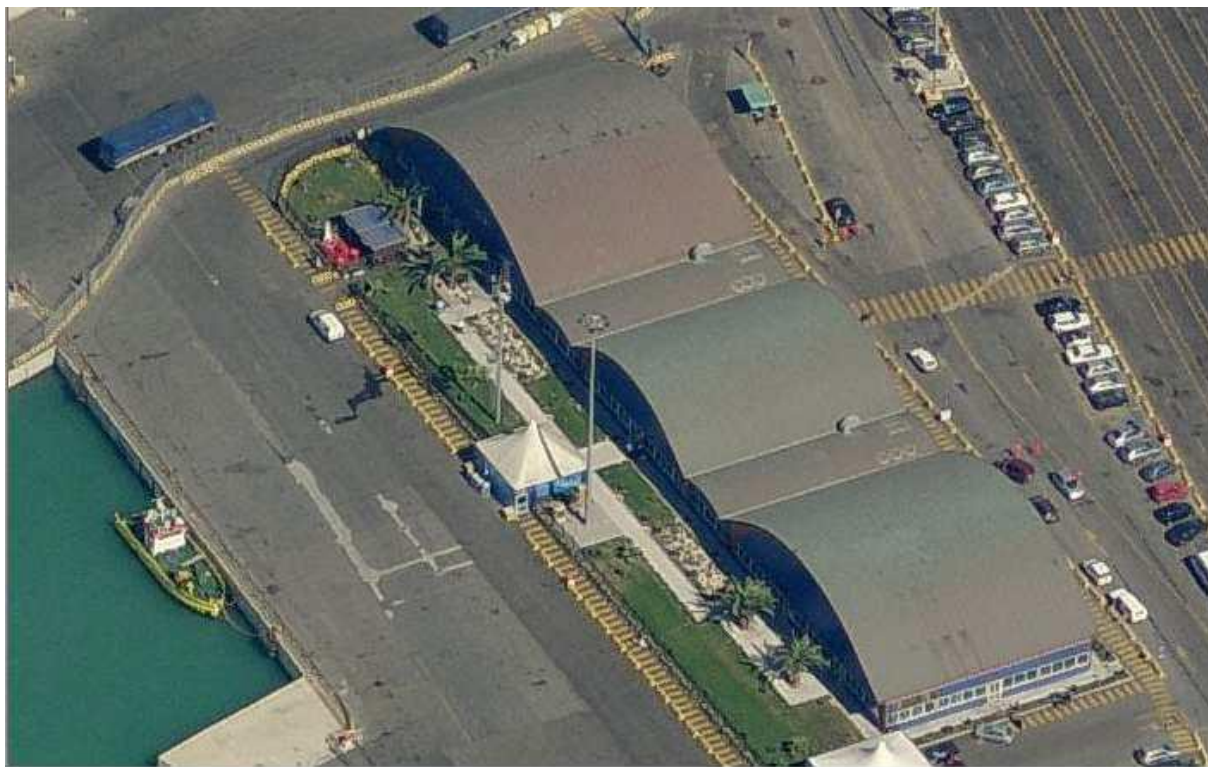
L'impianto in oggetto ha una taglia ormai standard per iniziative industriali e numerosi impianti sono oggi in esercizio sul territorio nazionale ed anche regionale, cosa che conferma la disponibilità di una tecnologia pronta a dare corso all'iniziativa.

13.9 Impianto PV presso terminal “Autostrade del Mare”

L'edificio denominato “Autostrade del Mare” è adibito a stazione marittima per i passeggeri delle navi traghetto destinate in Sardegna, Sicilia, Tunisia e Spagna.

Il terminal è situato sulle banchine 20 e 21 del porto di Civitavecchia e ospita al suo interno degli ampi spazi destinati a sala d'attesa per i passeggeri nonché i principali servizi come i bagni, le biglietterie, un bar/tavola calda, edicola, bancomat, infopoint e dei piccoli negozi.

La struttura dell'edificio presenta delle ampie volte realizzate in legno che rende l'edificio piuttosto particolare e ricorda vagamente le onde del mare.



13.9.1 Tipologia impianto

Tale struttura determina la presenza di una copertura con 3 ampie arcate con esposizione sud-est e nord-ovest. Al fine di non imbruttire l'estetica dell'edificio e al fine di agevolare l'installazione dei pannelli fotovoltaici, la soluzione individuata per la realizzazione di un impianto fotovoltaico sulla copertura prevede l'utilizzo di pannelli flessibili, in grado di adattarsi alla sagoma curvilinea della copertura.

L'esposizione non ottimale dell'edificio rispetto ai punti cardinali consente di utilizzare per la produzione di energia elettrica solo la metà della superficie disponibile.

Al contrario dei pannelli rigidi per cui ormai la tecnologia è matura e esistono produttori storici che sono sul mercato da decenni, per i pannelli flessibili il mercato è stato per anni sotto il monopolio della società Unisolar che è poi fallita lasciando il mercato quasi scoperto. Attualmente nuove società hanno iniziato a produrre questo tipo di prodotti che però sono diffusi per lo più per piccole applicazioni legate alla nautica e al campeggio. In questo studio si è ipotizzato di utilizzare dei pannelli della Fly Solartech srl modello F-MWT325M60S destinati proprio ad applicazioni commerciali e residenziali invece che alle tipiche applicazioni da nautica o campeggio, in quanto dovrebbero avere caratteristiche di maggiore robustezza meccanica e durabilità nel tempo.

13.9.2 Cornice temporale

Gli interventi prima riassunti sono previsti iniziare in base alla copertura finanziaria relativa a detto intervento, e si articoleranno secondo la seguente sequenza temporale:

- ÷ progettazione esecutiva, mesi 2
- ÷ bando di gara ed affidamento lavori: mesi 4
- ÷ realizzazione e collaudo: mesi 4

13.9.3 Fattibilità tecnico-economica

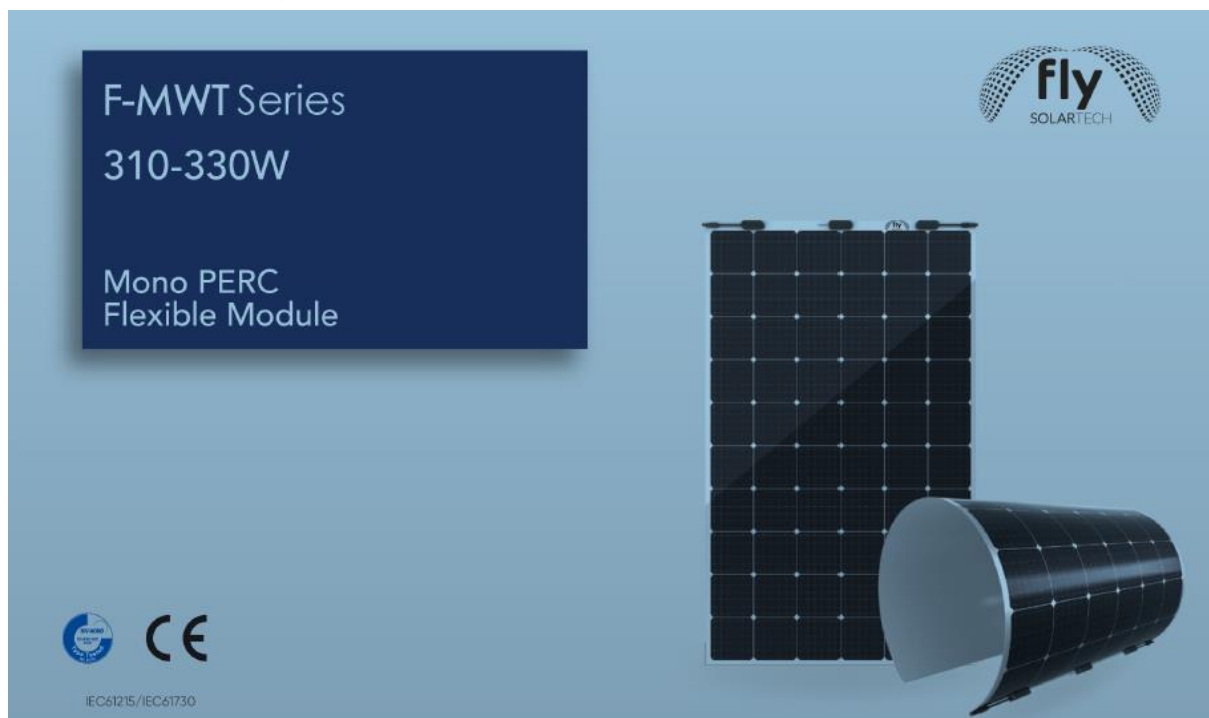
Utilizzando questo modello di pannello e coprendo esclusivamente i lati esposti a sud-est delle due cupole più grandi della copertura, si potrebbero installare 420 pannelli per una potenza complessiva alle caratteristiche operative (Nominal Module Operating Temperature) di 102,48 kW_p. I pannelli flessibili hanno una resa inferiore rispetto ai classici pannelli rigidi e valutata anche la non ottimale esposizione e inclinazione dei pannelli, si stima che la producibilità dell'impianto si aggirerà intorno ai 120.000 kWh/anno.

Un affinamento della potenza e della producibilità annua sarà possibile con la progettazione esecutiva con una verifica puntuale degli ombreggiamenti sul cupolino centrale per un possibile sfruttamento di ulteriori superfici e con la scelta definitiva del modello di pannello da utilizzare.

Sarà valutata la possibilità di creare una comunità energetica o l'autoconsumo collettivo in base all'evoluzione della normativa che è recentissima e alla disponibilità delle società ospitate all'interno dell'edificio.

Il costo stimato dell'intervento è pari a €. 300.000,00, può essere coperto in diverse modalità (PPA, fondi comunitari, ecc.), e non presenta difficoltà di carattere tecnico-economico.

La tipologia di pannello fotovoltaico selezionato è differente da quelli standard (in quanto flessibile), ma comunque disponibile in commercio.



13.10 Impianto PV presso edificio polifunzionale “Il Saraceno”

Il Centro Polifunzionale “Saraceno” è situato sulla banchina 23 del porto di Civitavecchia e, come indica il nome stesso, è destinato a ospitare società che svolgono attività anche piuttosto varie ma sempre legate alle attività portuali. Per esempio, hanno sede in questo edificio diverse agenzie marittime, la Compagnia Portuale, forze dell'ordine, i Piloti, ecc. L'edificio che è di proprietà dell'AdSP MTCS ospita al piano terra ampi magazzini che per gran parte della lunghezza dello stabile si estendono per tutta l'altezza, mentre nella parte a sud, è presente un secondo piano destinato a uffici.

La copertura dell'edificio è eterogenea, presentando nella parte a sud in corrispondenza degli uffici una copertura calpestabile in parte già occupata da terrazzi e altri impianti (pannelli solari termici e impianti di condizionamento). La copertura dei magazzini è invece realizzata con cupolini ondulati parzialmente calpestabili in corrispondenza delle strutture portanti dell'edificio.



13.10.1 Tipologia impianto

Si è ipotizzato di installare 600 pannelli da 300 W cadauno sulla parte di edificio che ospita al di sotto i magazzini, lasciando libera la copertura degli uffici per evitare promiscuità con gli altri ingombri e impianti già presenti. La potenza complessivamente installabile è di 180 kW.

13.10.2 Cornice temporale

Gli interventi prima riassunti sono previsti iniziare in base alla copertura finanziaria relativa a detto intervento, e si articoleranno secondo la seguente sequenza temporale:

- ÷ progettazione esecutiva, mesi 2
- ÷ bando di gara ed affidamento lavori: mesi 4
- ÷ realizzazione e collaudo: mesi 4

13.10.3 Fattibilità tecnico-economica

L'esposizione dei pannelli dovrà rispettare quella dell'edificio che non è esattamente a sud e pertanto la producibilità è stimata in 240.000 kWh/anno.

In fase di progettazione esecutiva sarà possibile affinare la potenza installabile che potrà variare sensibilmente anche in base alla scelta del modello di pannello.

Sarà valutata la possibilità di creare una comunità energetica o l'autoconsumo collettivo in base all'evoluzione della normativa che è recentissima e alla disponibilità delle società ospitate all'interno dell'edificio.

Il costo stimato dell'intervento è pari a €. 400.000,00, può essere coperto in diverse modalità (PPA, fondi comunitari, ecc.), e non presenta difficoltà di carattere tecnico-economico.

Il costo dell'intervento risulta in gran parte condizionato dalla necessità di realizzare una struttura di supporto elevata rispetto al piano di calpestio (costituito dal lastrico solare dell'edificio) al fine di incrementare l'efficienza del sistema.

13.11 Impianto PV presso sedi Capitaneria di Porto

Con la realizzazione dell'impianto per la produzione di energia elettrica mediante pannelli fotovoltaici installati presso la Capitaneria di Porto di Civitavecchia, si intende conseguire un significativo risparmio energetico per la struttura servita, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole.

Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- ÷ la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- ÷ un risparmio di combustibile fossile;
- ÷ una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Un impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

L'impianto oggetto del presente documento sarà posizionato sulle coperture degli uffici e degli alloggi della Capitaneria di Porto. La particolare ubicazione di tali edifici, privi di ombreggiamento da parte di altre strutture o rilievi, permette di massimizzare la captazione della radiazione solare giornaliera disponibile. L'impatto visivo finale, inoltre, risulta essere abbastanza contenuto.

13.11.1 Copertura sede impianto PV

Le coperture degli edifici della Capitaneria di Porto di Civitavecchia dispongono di ampie superfici libere, accessibili agevolmente e particolarmente idonee per l'installazione di impianti fotovoltaici in virtù della posizione particolarmente esposta all'irraggiamento solare e priva di schermature da parte di alberi, volumi o altri edifici contigui.

13.11.2 Modalità di installazione impianto PV

Gli impianti da installare sono di seguito sommariamente descritti per un inquadramento preliminare delle opere da realizzare.

I lavori di installazione sulle coperture comprendono:

- ÷ fissaggio dei profili e dei supporti metallici sui tetti,
- ÷ montaggio dei moduli fotovoltaici,
- ÷ collegamento elettrico dei moduli mediante cavi in doppio isolamento e connettori.

Verranno, inoltre, individuati idonei locali tecnici per il montaggio di quadri, gruppi di conversione e per il collegamento con l'impianto elettrico. Quest'ultimo sarà effettuato mediante una linea di adeguata sezione posata in canalizzazioni nuove.

Sulla base di uno studio preliminare, è stata fatta una quantificazione di massima dei moduli fotovoltaici installabili riepilogata nello schema che segue.

Edificio	N. Pannelli installabili
Sede principale della Capitaneria di Porto	483
Alloggi via Lazzaretto	24
Palazzina Mezzi Nautici	15
Magazzino delle Dogane	27

Alloggi via Prato del Turco	104

Ipotizzando l'installazione di pannelli da 200 W, la potenza riferibile ad ogni edificio è indicata dallo schema che segue.

Edificio	Potenza (Wp)
Sede principale della Capitaneria di Porto	96.600
Alloggi via Lazzaretto	4.800
Palazzina Mezzi Nautici	3.000
Magazzino delle Dogane	5.400
Alloggi via Prato del Turco	20.800

13.11.3 Misure di protezione contro gli effetti termici

L'impianto elettrico sarà realizzato in modo da non creare pericoli dovuti al calore sviluppato dai suoi componenti, specialmente pericoli di ustione e incendio.

Particolare attenzione sarà prestata alla chiusura dei canali portacavi ed al montaggio di componenti elettrici su parti combustibili.

La richiusura dei passaggi di cavi e canali attraverso pareti di compartimenti antincendio sarà effettuata con gli appositi prodotti intumescenti in modo da ripristinare il grado di protezione REI richiesto.

13.11.4 Sezionamento

Il sezionamento è attuato dove è necessario mettere fuori tensione un impianto o parte di esso in modo da garantire la sicurezza delle persone che operano sulle parti attive o che eseguono manutenzione non elettrica.

13.11.5 Protezione contro i fulmini

L'impianto fotovoltaico in oggetto non modificherà la probabilità di fulminazione del fabbricato in quanto:

- ÷ sarà installato entro la sagoma dell'edificio (non sporge né verso l'alto né di lato);
- ÷ verrà adeguatamente protetto contro le sovratensioni dagli scaricatori installati sia sui circuiti in corrente continua che su quelli in corrente alternata.

La struttura di sostegno dei moduli, gli involucri degli inverter, gli scaricatori saranno connessi ad una barra equipotenziale collegata all'impianto di terra.

13.11.6 Specifiche dei componenti elettrici

Nell'installazione degli impianti saranno utilizzati componenti conformi alle prescrizioni di sicurezza delle rispettive norme e saranno scelti e messi in opera tenendo conto delle caratteristiche ambientali e della tensione con gradi di protezione adeguati.

I componenti non dovranno causare effetti nocivi reciproci o sulla rete di alimentazione; dovranno essere installati in modo da facilitare il funzionamento, l'accesso e la manutenzione

13.11.7 Cornice temporale

Gli interventi prima riassunti sono previsti iniziare in base alla copertura finanziaria relativa a detto intervento, e si articoleranno secondo la seguente sequenza temporale:

- ÷ progettazione esecutiva, mesi 2
- ÷ bando di gara ed affidamento lavori: mesi 4

÷ realizzazione e collaudo: mesi 4

13.11.8 Fattibilità tecnico-economica

L'intervento prevede l'installazione di 5 impianti fotovoltaici su altrettante coperture di edifici della Capitaneria di Porto adibiti a uffici, alloggi, magazzini e altri usi, per una potenza complessiva di 130,6 kWp e una producibilità annua stimata in circa 180.000 kWh.

Il costo stimato dell'intervento è pari a €. 275.000,00, può essere coperto in diverse modalità (PPA, fondi comunitari, ecc.), e non presenta difficoltà di carattere tecnico-economico.

13.12 Sistema di accumulo energia primaria da F.E.R.

La rete elettrica portuale è connessa alla R.E.N. in media tensione (9.300 kW) e bassa tensione (541,2 kW): queste connessioni, una volta che saranno disponibili impianti F.E.R. direttamente connessi alla rete portuale, avranno funzioni di “back-up” del sistema elettrico portuale. Pertanto, il sistema elettrico portuale direttamente alimentato da F.E.R. potrà essere stabilizzato dalle connessioni alla R.E.N.

Anche se non risulta necessario disporre da sistemi di accumulo correlati agli impianti F.E.R. direttamente connessi alla rete elettrica portuale, risulta opportuno verificare la possibilità di installare sistemi di accumulo che possano ottimizzare (anche da punto di vista economico) l'utilizzo dell'energia primaria prodotta.

L'AdSP ha verificato tre diversi sistemi di accumulo, ciascuno avente peculiari caratteristiche, basati su:

- ÷ batterie;
- ÷ celle elettrochimiche;
- ÷ celle a combustibile.

Con l'inserimento dei sistemi di accumulo la funzione di regolazione primaria, secondaria e terziaria prestata di frequenza verrà svolta in via prioritaria e prevalente dai sistemi di accumulo. Le batterie funzioneranno da “utenza”, accumulando quindi energia, durante le fasi di minore richiesta di energia dalla rete e da “generatore”, scaricando “istantaneamente” l'energia accumulata in precedenza, durante le fasi di richiesta. Pertanto, l'installazione dei sistemi di accumulo attiguo ad un gruppo PV, ottimizza le capacità di risposta alle variazioni della rete stessa, servizio che oggi è oggetto di remunerazione da parte di Terna. Tra i miglioramenti possono essere quindi previsti: l'incremento delle bande di potenza attiva offerte sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), la riduzione dei tempi di risposta e di piena attivazione del servizio utilizzando l'ESS per incrementare il gradiente di risposta nelle variazioni richieste tramite ordini di bilanciamento, la minimizzazione degli errori in fase di fornitura (sbilanciamenti).

I sistemi di accumulo possono essere installati in conformità alle norme CEI 0-16 e CEI 0-21 e nel rispetto di quanto previsto dalla regolazione di riferimento e contenuto nelle “Regole Tecniche per l'attuazione delle disposizioni relative all'integrazione di sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico” pubblicate dal GSE ai sensi della deliberazione 574/2014/R/eel. Si precisa che, come riportato nella Delibera, l'energia elettrica condivisa deve essere riferita in immissione alla sola energia prodotta e immessa da impianti a fonti rinnovabili. Tale disposizione comporta la necessità di escludere dall'energia condivisa l'energia prelevata e re-immessa in rete dai sistemi di accumulo.

13.12.1 Batterie

Nell'ambito delle configurazioni aventi diritto all'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia condivisa possono inoltre essere presenti anche infrastrutture di ricarica (comunemente denominate “colonnine”). In tal caso nel computo dell'energia prelevata da prendere in considerazione ai fini del calcolo dell'energia condivisa, viene ricompresa anche l'energia prelevata tramite tali infrastrutture. Resta fermo quanto detto per gli accumuli in merito

all'esclusione, dall'energia condivisa, dell'energia eventualmente prelevata e re-immessa in rete tramite tali infrastrutture di ricarica.

Secondo quanto riportato dalle “Regole tecniche per l'attuazione delle disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale”, ai sensi della deliberazione 574/2014/R/eel, sono 3 le possibili configurazioni installative di un sistema di accumulo, mostrate di seguito:

- ÷ **sistema di accumulo lato produzione monodirezionale:** per sistema di accumulo lato produzione si intende un sistema di accumulo installato, o nel circuito elettrico in corrente continua (eventualmente anche integrato nell'inverter) o nel circuito elettrico in corrente alternata, nella parte di impianto compresa tra l'impianto di produzione e il misuratore dell'energia elettrica prodotta: Per sistema di accumulo monodirezionale si intende un sistema di accumulo che può assorbire energia elettrica solo dall'impianto di produzione (e quindi non dalla rete), ed è quello previsto nel presente intervento;
- ÷ **sistema di accumulo lato produzione bidirezionale:** anche in questo caso il sistema di accumulo risulta essere lato produzione ma bidirezionale e quindi può assorbire energia elettrica sia dall'impianto di produzione che dalla rete. Quest'ultima quota parte di energia andrà tolta nel computo dell'energia condivisa;
- ÷ **sistema di accumulo post-produzione bidirezionale:** in quest'ultimo caso il sistema di accumulo è installato nella parte compresa tra il misuratore dell'energia elettrica prodotta e il misuratore dell'energia elettrica prelevata e immessa.

L'intervento prevede la realizzazione di un impianto di accumulo elettrochimico di energia (lato produzione PV, monodirezionale), ovvero un impianto costituito da sottosistemi, apparecchiature e dispositivi necessari all'immagazzinamento dell'energia e alla conversione della stessa in energia elettrica in media tensione.

La tecnologia di accumulatori elettrochimici (batterie) è composta da celle elettrolitiche. Le singole celle sono tra loro elettricamente collegate in serie e in parallelo per formare moduli di batterie. I moduli, a loro volta, vengono elettricamente collegati tra loro ed assemblati in appositi armadi in modo tale da conseguire i valori richiesti di potenza, tensione e corrente. Ogni “assemblato batterie” è gestito, controllato e monitorato, in termini di parametri elettrici e termici, dal proprio sistema BMS (Battery Management System – Sistema di controllo batterie).

I principali componenti del sistema ESS sono, quindi:

- ÷ celle elettrochimiche assemblate in moduli e armadi (Assemblato Batterie);
- ÷ sistema di conversione della corrente (AC-DC e viceversa): Power Conversion System (PCS);
- ÷ trasformatori e quadri elettrici;
- ÷ cavi di potenza di collegamento al sistema elettrico di Unità;
- ÷ container equipaggiati di sistema di condizionamento, sistema antincendio e rilevamento fumi.

Il sistema di accumulo sarà connesso sui condotti a fasi segregate del montante di macchina 20 kV del gruppo, attraverso un trasformatore 20 kV/MT da 24 MVA. Il trasformatore di tipo in resina (in alternativa potrebbe essere utilizzato isolamento in olio) sarà installato all'esterno nelle vicinanze

del trasformatore dell'unità e alimenterà, attraverso cavi di potenza, il quadro di media tensione ubicato nella zona container.

13.12.1.1 Tipologia di batteria utilizzata (LFP)

La selezione della tipologia di batteria da utilizzare ha comportato una preliminare analisi costi benefici, che ha indirizzato l'Ente a propendere per l'impiego batterie al litio-ferro-fosfato (LiFePO_4) (in breve chiamata anche "LFP"), una batteria agli ioni di litio, che utilizza il litio-ferro-fosfato come materiale catodico.

Le batterie LiFePO_4 restano sempre delle batterie che utilizzano la chimica del litio; perciò, condividono con essa gli stessi vantaggi e svantaggi. Gli accumulatori LFP hanno alcune caratteristiche:

- ÷ una bassa corrente di auto-scarica;
- ÷ la vita media, se usate al 90% della capacità nominale, supera abbondantemente i 2.000 cicli completi di vita utile;
- ÷ sottoposte a grossi carichi, danno una ottima stabilità in tensione;
- ÷ rispetto ad altre tecnologie al litio, le batterie LFP sono soggette ad un effetto di AGING relativamente basso anche se mantenute ad alte temperature;
- ÷ le celle sono commercialmente disponibili in diversi formati che le rendono particolarmente idonee per realizzare batterie di trazione nelle taglie più popolari di 100 / 200 / 300 / 400 AH.

Inoltre, il LiFePO_4 è un materiale intrinsecamente più sicuro rispetto al LiCoO_2 e alla controparte al manganese. Il legame Fe-P-O è più forte del legame Co-O così, nel caso cui non vengano rispettate le condizioni operative (cortocircuito, surriscaldamento, ecc.) gli atomi di ossigeno sono più difficili da rimuovere. Questa stabilità della reazione redox, oltre a stabilizzare la cella, aiuta anche il trasferimento dell'energia. Solo le temperature superiori agli 800 °C possono rompere il legame ossigeno: ciò assicura un ampio range sopportabile di temperature rispetto al LiCoO_2 .

Poiché il litio tende a migrare all'esterno del catodo della cella LiCoO_2 , lo ione CoO_2 causa un'espansione non lineare, che procura danni strutturali alla cella. I vari stati del litio nella formula LiFePO_4 sono strutturalmente simili, così le celle LiFePO_4 sono strutturalmente più stabili rispetto alla controparte LiCoO_2 .

Quando totalmente cariche, nel catodo delle celle LiFePO_4 non rimane alcuna traccia di litio, mentre nelle celle al cobalto ne rimane circa il 50%.

13.12.1.2 Capacità di accumulo

La capacità di accumulo è determinata in funzione della possibilità di soddisfare i fabbisogni notturni medi delle utenze portuali basate a terra. La potenza media impegnata in periodo di scarsa illuminazione è inferiore ai 2MWe, e su questa è stata dimensionata la capacità di accumulo. L'altra caratteristica è costituita dal tempo di utilizzo della batteria, che è stato posto essere pari al periodo medio di scarsa illuminazione pari a circa 9 ore. Pertanto, la capacità di accumulo nominale è pari a 18 MWh. Considerando le perdite di carico, si ha che la capacità di accumulo da installare sarà pari a 20MWh.

13.12.1.3 Battery Management Systems (BMS)

Il sistema di controllo e governo delle batterie, conosciuto col nome inglese “Battery Management System” e in sigla “BMS” è un componente essenziale delle batterie al litio con più di una cella, quale quello in oggetto. Serve a monitorare lo stato della batteria, effettuando misure e se necessario intervenendo, al fine di conseguire la perfetta sicurezza e ottimizzazione delle prestazioni. I risultati conseguiti dal BMS sono i seguenti:

- ÷ controllo della temperatura, anche se ormai sono casi rarissimi, può accadere che la batteria si scaldi più del dovuto e emetta fumo o addirittura prenda fuoco. Il BMS provvede a misurare la temperatura di ogni singola cella e interviene distaccando l'intera batteria dall'utilizzatore, nel caso in cui una temperatura superasse il limite consentito,
- ÷ controllo della tensione minima, per evitare danni da sovra-scarica, il BMS provvede a isolare la batteria se la scarica è arrivata al limite consentito,
- ÷ controllo della tensione massima: in fase di ricarica della batteria oppure, se si tratta di una batteria per auto elettrica, durante la frenata a recupero di energia, la tensione può crescere oltre il consentito. Il BMS evita danneggiamenti e riscaldamenti per questa causa;
- ÷ controllo della corrente, il BMS non permette l'erogazione di correnti non sopportabili dalla batteria,
- ÷ governo della ricarica, in fase di ricarica il BMS effettua una serie di operazioni che accompagnano la ricarica. Avverte il guidatore della quantità di carica immessa, del tempo ancora occorrente, ecc.;
- ÷ equalizzazione, in una batteria gran parte delle celle sono collegate in serie, per cui è importante che nessuna di queste sia più sollecitata o più danneggiata delle altre. Il BMS effettua costantemente un controllo sulla equa distribuzione della carica tra tutte le celle e interviene, specialmente durante la fase di ricarica, ad effettuare una livellazione delle caratteristiche per cui, a riposo, tutte le celle hanno la stessa tensione. Questa operazione aumenta notevolmente le prestazioni e la vita della batteria;
- ÷ calcolo dello stato di carica: il BMS fornisce la quantità di carica disponibile in ogni istante nella batteria;
- ÷ calcolo del numero di cicli effettuati: il BMS costruisce un archivio storico nel quale tiene traccia dell'invecchiamento della batteria, delle manutenzioni effettuate, delle riparazioni ecc.

13.12.1.4 Sistema antincendio

In caso sarà necessario l'installazione di un trasformatore in olio, la sua installazione verrà eseguita secondo il disposto del Decreto Ministero dell'Interno 15 luglio 2014 – “Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, l'installazione e l'esercizio delle macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantità superiore ad 1 m³” e sue eventuali modifiche ed integrazioni. In questo caso sarà previsto un impianto di spegnimento ad acqua frazionata, realizzato secondo la specifica tecnica UNI-CEN-TS 14816 e/o la norma NFPA 15.

Tutti i container batterie, convertitori, quadri elettrici saranno dotati di rivelatori incendi. I container batterie saranno inoltre equipaggiati con relativo sistema di estinzione specifico per le apparecchiature contenute all'interno.

Estintori portatili e carrellati saranno, inoltre, posizionati in prossimità dei moduli batterie, dei convertitori di frequenza e dei quadri elettrici.

Le segnalazioni provenienti dagli impianti antincendio saranno integrate nell'esistente sistema di allarme antincendio della centrale.

13.12.1.5 Ubicazione

La principale struttura che caratterizza l'intervento è costituita dai container che ospiteranno i moduli batterie, i moduli PCS e i servizi ausiliari. La struttura dei container sarà metallica del tipo "autoportante", per stazionamento all'aperto, costruita in profilati e pannelli coibentati.

La tipologia di struttura consente il suo trasporto, nonché la sua posa in opera in un unico blocco sui supporti, con tutte le apparecchiature già installate a bordo e senza che sia necessario procedere allo smontaggio delle varie parti costituenti il container. L'unica eccezione riguarda i moduli batteria, che se necessario, saranno smontati e trasportati a parte. I container poggeranno su fondazioni in calcestruzzo armato.

Ogni locale sarà accessibile dall'esterno mediante una porta con serratura a chiave esterna e maniglione antipanico interno. Il container sarà concepito per consentire un sicuro e rapido abbandono in caso di emergenza. L'allestimento del container sarà realizzato in maniera da facilitare, in caso di necessità, la sostituzione di ciascuno dei componenti installati nel suo interno. Nei container sarà previsto dove necessario, un impianto di condizionamento e ventilazione, idoneo a mantenere le condizioni ambientali interne ottimali per il funzionamento dei vari apparati. Per il funzionamento del sistema sarà necessario realizzare dei cunicoli in tubo PVC propedeutici alla posa dei cavi MT e BT; essi saranno realizzati in calcestruzzo armato e saranno predisposti adeguati drenaggi per lo smaltimento delle acque verso il sistema fognario dedicato di centrale. Le coperture dei cunicoli saranno idonee per il passaggio di veicoli pesanti. Sarà quindi realizzato un idoneo impianto elettrico con prese di distribuzione all'interno ed illuminazione interna ed esterna, normale e di sicurezza. Il grado di protezione minimo dei container sarà di IP54. Sarà previsto un sistema antieffrazione con le relative segnalazioni. La struttura sarà antisismica, nel rispetto delle norme tecniche per le costruzioni (D.M. 14/01/2008).

Alcune delle aree retroportuali hanno caratteristiche tali da non rendere competitivo l'utilizzo quale sito di produzione fotovoltaica, pertanto, tali aree verranno utilizzate per installare l'impianto di accumulo asservito all'impianto PV retroportuale (da circa 24MWp). La capacità di accumulo stabilita (20 MWh installati) verrà conseguita attraverso l'utilizzo di strutture contenenti le diverse componenti del sistema prima descritto, posizionate presso le aree del c.d. "Comparto 2" aventi caratteristiche orografiche non idonee alla produzione fotovoltaica, in quanto tale area è prossima all'area portuale con cui andrà collegato l'impianto di accumulo.

13.12.1.6 Cornice temporale

Gli interventi prima riassunti sono previsti iniziare in base alla copertura finanziaria relativa a detto intervento, in stretta sinergia (qualora possibile) con l'intervento relativo all'installazione dell'impianto PV presso le aree retroportuali, e si articoleranno secondo la seguente sequenza temporale:

÷ progettazione esecutiva, mesi 6

÷ bando di gara ed affidamento lavori: mesi 12

÷ realizzazione e collaudo: mesi 18

13.12.1.7 Fattibilità tecnico-economica

Il costo attuale delle batterie LPF è pari a circa 550,00 €/kWh, che moltiplicato per la capacità lorda giornaliera da assicurare (20.000 kWh), porta a stimare il costo di acquisto delle batterie in circa €11.000.000,00.

A questo costo vanno aggiunti costi accessori, essenzialmente collegati all'impianto antincendio, che portano a stimare il costo di realizzazione del comparto in circa €. 14.000.000,00

13.12.2 Celle elettrochimiche

L'utilizzo di sistemi di accumulo basati su sostanze solide, sono affetti da alcuni limiti tecnologici noti da tempo, e da altri commerciali recentemente emersi; pertanto, è stata analizzata la possibilità di utilizzare sistemi di accumulo basati su "batterie di flusso".

Una batteria di flusso è un tipo di batteria ricaricabile, in cui elettroliti contenenti una o più sostanze elettroattive disciolte fluiscono attraverso una cella elettrochimica che converte l'energia chimica direttamente in energia elettrica. Gli elettroliti sono stoccati esternamente, generalmente in vasche e vengono pompati attraverso la cella (o celle) del reattore, sono presenti anche sistemi basati sulla forza di gravità. Le batterie di flusso possono essere "ricaricate" rapidamente sostituendo l'elettrolita liquido (come riempire il serbatoio dell'auto con motore a combustione interna) mentre simultaneamente si recupera il materiale esausto per poter essere ri-energizzato.

Tenendo conto delle definizioni date in precedenza si può definire una batteria di flusso come un tipo speciale di batteria ricaricabile in cui la dissoluzione di fluidi elettro-attivi nell'elettrolito e lo stoccaggio esterno dei reagenti permettono l'impostazione dei parametri elettrici. Inoltre, essendo i reagenti stoccati all'esterno si evitano fenomeni di auto-scarica che sono presenti nei sistemi di batterie di primo o secondo grado.

Le batterie di flusso si compongono di due componenti essenziali:

÷ cella elettrochimica (unità di produzione);

÷ elettrolita.

13.12.2.1 Tipologia di batteria utilizzata (redox ad elettrolita organico)

Esistono varie classi di batterie di flusso tra cui la redox (ossidoriduzione), in cui tutti i componenti elettroattivi vengono disciolti nell'elettrolito. Se uno o più componenti elettroattivi è depositato in uno strato solido il sistema prende il nome di Batteria di flusso ibrida. La principale differenza tra questi due tipi di batterie di flusso è che l'energia della batteria di flusso redox può essere determinata ed è pienamente indipendente dalla potenza della batteria, perché l'energia è dipendente dalla capacità dei serbatoi e dalla dimensione del reattore. La batteria a flusso ibrida, similmente ad una batteria tradizionale, è energeticamente limitata dalla quantità di materiale solido presente al suo interno. In termini pratici questo significa che il tempo di scarica della batteria a flusso redox può essere variato, a seconda della richiesta, da diversi minuti a molti giorni, mentre una batteria a flusso ibrida tipicamente può durare da pochi minuti a poche ore.

Lo sviluppo commerciale di questi dispositivi per applicazioni quali quella cui è accessoria (stabilizzazione della rete elettrica portuale, alimentata da impianti da F.E.R.), rende oggi disponibile una batteria di flusso redox ad elettrolita organico.

13.12.2.2 Cella elettrochimica

La cella elettrochimica delle batterie di flusso si compongono di tre componenti essenziali:

- ÷ elettrodi;
- ÷ membrane selettive;
- ÷ connessioni elettriche.

Le reazioni di riduzione e di ossidazione avvengono entrambe all'interno della cella elettrochimica (redox), anche se gli elettrodi sono fisicamente separati da membrane selettive. La potenza della batteria dipende dal materiale e dalla superficie degli elettrodi, nonché dalla cinetica del processo redox: aumentando la dimensione della cella si ottiene un output maggiore.

Il materiale e la superficie degli elettrodi, nonché la cinetica del processo redox sulla superficie dell'elettrodo, determinano le prestazioni della batteria. Mentre, la selettività della membrana consente la migrazione ionica per consentire l'equalizzazione della carica ed impedire la commistione di elettroliti.

Inoltre, se il numero di celle impiegato varia in continuazione (sia in ingresso e/o uscita), la conversione di energia elettrica può essere AC/DC, AC/AC, o DC/AC con la frequenza limitata da quella dei componenti di commutazione.

13.12.2.3 Elettrolita liquido

Il liquido che fluisce all'interno della cella elettrochimica è una soluzione acquosa di composti:

- ÷ inorganici,
- ÷ organici.

Le prime batterie a flusso utilizzavano soluzioni inorganiche, mentre quelle di ultima generazione utilizzano soluzioni organiche. Infatti, alcune molecole organiche hanno la capacità intrinseca di essere ossidate e ridotte, oppure caricate e scaricate; infatti, sono l'elemento essenziale nelle reazioni "redox" che alimentano tutte le cellule viventi.

13.12.2.4 Modalità di funzionamento

Il surplus di energia primaria proveniente dagli impianti F.E.R. portuali viene utilizzato per ossidare e ridurre l'elettrolita, attraverso un dispositivo di ossido-riduzione.

Le soluzioni elettrolitiche ionizzate, quando non è disponibile la F.E.R., vengono alimentate in maniera costante alla cella elettrochimica che genera l'energia necessaria al funzionamento degli ambiti portuali.

13.12.2.5 Cornice temporale

Gli interventi prima riassunti sono previsti iniziare in base alla copertura finanziaria relativa a detto intervento, in stretta sinergia (qualora possibile) con l'intervento relativo all'installazione dell'impianto PV presso le aree retroportuali, e si articoleranno secondo la seguente sequenza temporale:

- ÷ progettazione esecutiva, mesi 6
- ÷ bando di gara ed affidamento lavori: mesi 12

÷ realizzazione e collaudo: mesi 18

L'inizio delle attività è prevista alla fine della prima fase del processo di decarbonizzazione, come appresso descritto.

13.12.2.6 Fattibilità tecnico-economica

Il costo attuale delle batterie di flusso ad elettrolita organico è pari a circa 350,00 €/kWh, che moltiplicato per la capacità lorda giornaliera da assicurare (20.000 kWh), porta a stimare il costo di acquisto delle batterie in circa €.7.000.000,00. A questo costo vanno aggiunti costi accessori che portano a stimare il costo di realizzazione del comparto in circa €. 8.500.000,00.

Mentre il costo delle batterie di flusso inorganico (basate su V o Ni), è di circa 200,00 €/kWh, cui vanno aggiunti costi accessori che portano il costo ad essere paragonabile con quelle organiche.

La decisione finale dipende da:

÷ capacità di accumulo specifica dell'elettrolita (kWh/mc);

÷ potenza erogata dagli elettrodi (W/cm²);

essendo tali parametri in continua evoluzione, la decisione verrà determinata al completamento della fase iniziale del programma di decarbonizzazione.

13.12.3 Celle a combustibile

Una particolare tipologia di batteria di flusso è costituita dalle celle a combustibile. Una cella a combustibile (fuel cell) è un dispositivo elettrochimico che permette di ottenere energia elettrica direttamente da certe sostanze, tipicamente da idrogeno ed ossigeno, senza che avvenga alcun processo di combustione termica. L'efficienza o rendimento delle celle a combustibile può essere molto alta; alcuni fenomeni però, come la catalisi e la resistenza interna, pongono limiti pratici alla loro efficienza.

L'utilizzo di questa tecnologia agli ambiti portuali prevede i seguenti componenti, necessari alla produzione ed utilizzo di "idrogeno verde":

÷ elettrolizzatori,

÷ stoccaggio idrogeno "verde",

÷ celle a combustibile.

Questa tecnologia al momento è affetta da notevoli criticità che la rendono non immediatamente utilizzabile; nei capitoli seguenti è ampiamente illustrata.

13.13 Conversione del moto ondoso in e.e. con WaveSax

L'energia del moto ondoso è una fonte di energia che consiste nello sfruttamento dell'energia cinetica contenuta nel moto ondoso, da cui prende il nome. Viene classificata tra le cosiddette "energia alternative" e "rinnovabili". Lo sfruttamento dell'energia del moto ondoso è di recente sperimentazione in vari progetti europei di ricerca nel campo energetico; in particolare se il moto ondoso viene sfruttato per la produzione di energia elettrica, il sistema è denominato cimoelettrico.

13.13.1 Gli impianti a colonna d'acqua oscillante tradizionali

Il tipo di impianto più diffuso è quello che accoppia un convertitore del moto ondoso (Wave Energy Converter – WEC) a colonna d'acqua oscillante (OWC – Oscillating Water Column), ad una turbina aeronautica autorettificante.

Il WEC-OWC raccoglie l'acqua che entra grazie al moto ondoso all'interno di una struttura cava (In genere una colonna in calcestruzzo, ma l'impianto si presta ad essere adattato a varie forme, anche sfruttando la naturale conformazione delle coste rocciose). Il movimento delle onde che alzano e abbassano il livello dell'acqua nella struttura mette in moto la colonna d'aria che sta sopra la superficie dell'acqua. L'aria, uscendo e rientrando così dall'apertura superiore della colonna, mette in moto una turbina. Per non perdere molta energia con la continua inversione del verso del movimento dell'aria (che esce e rientra continuamente), si usano turbine aeronautiche autorettificanti, in grado di ruotare sempre nello stesso verso qualunque sia il verso del fluido che le alimenta.

13.13.2 Gli impianti a colonna d'acqua oscillante WaveSax

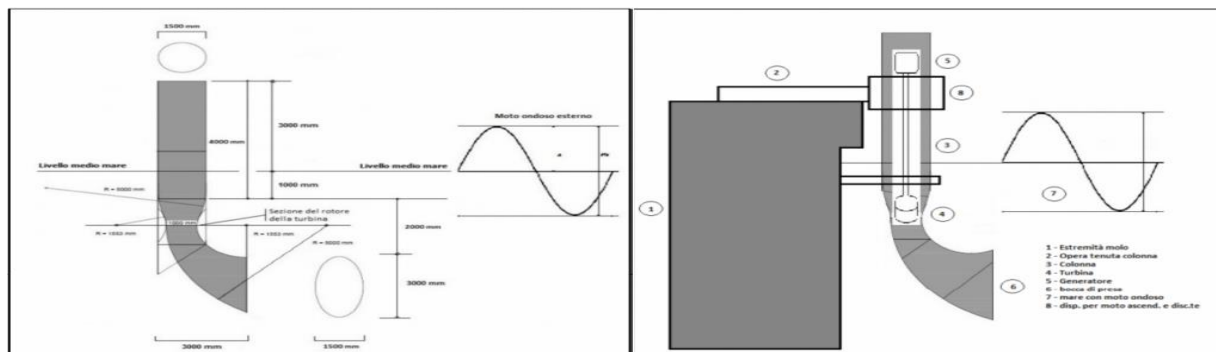
La tecnologia WaveSax è stata messa a punto dalla società strumentale del Gestore del Servizio Elettrico (G.S.E. S.p.A.), Ricerca sul Sistema Elettrico S.p.A. (R.S.E. S.p.A.), e deriva dalla consolidata tecnologia del micro-idroelettrico fluviale.

L'impianto non necessita di opere civili, in quanto la camera di assorbimento è inglobata nel dispositivo e la sua messa in esercizio non necessita pertanto di nuove dighe foranee, ed è idonea ad assorbire il moto ondoso incidente una diga foranea assolvendo a compiti analoghi a quelli delle celle anti-risacca.

Gli studi di ricerca nazionali nel settore energetico hanno dedicato particolare attenzione, negli ultimi anni, alla valutazione della producibilità energetica marina lungo le coste italiane. In questo contesto, negli scorsi anni si sono verificate le potenzialità del prototipo di un dispositivo per la conversione di energia da moto ondoso, in diverse condizioni di onda; inoltre è stato ottimizzato il profilo del dispositivo stesso studiando diverse configurazioni. Infine, si è proceduto ad inserire nel dispositivo una turbina, individuata come più promettente, al fine di valutare preliminarmente la potenza assorbita da una girante di tipo Wells.

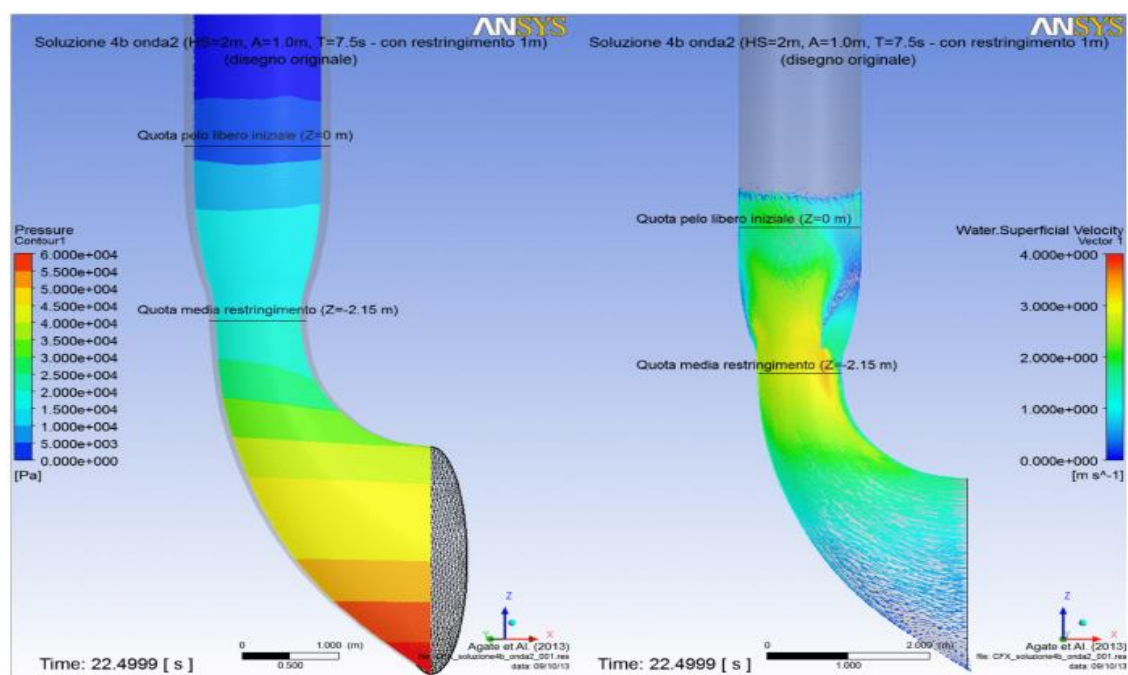
Le prove del prototipo a scala 1:20 sono state effettuate in vasca oceanica presso il laboratorio di idraulica del “HMRC - Hydraulics and Marine Research Centre” dell'Università di Cork, Irlanda (www.ucc.ie/beaufort/). Nella seconda fase è stata realizzata una analisi numerica della componente fissa del dispositivo di riferimento in scala 1:20, mediante l'utilizzo di un modello numerico fluidodinamico a medie di Reynolds (CFD-RANS), con lo scopo di calibrare il modello stesso; tale calibrazione è stata effettuata facendo confronti con tre casi rappresentativi scelti fra le

prove in laboratorio realizzate durante la prima fase. Dai risultati della calibrazione della seconda fase è stata effettuata un'analisi fluidodinamica del dispositivo dotato di turbina Wells, valutando la potenza assorbita dalla girante e verificando l'influenza del coefficiente di flusso (ϕ), del periodo d'onda (T_w) e del numero di pale della girante.



Lo sviluppo del Wavesax, il suo dimensionamento e le caratteristiche strutturali del prototipo che verrà installato presso il Porto di Civitavecchia, devono essere adeguate alle specifiche condizioni meteo marine che insistono sul sito di installazione. A tal proposito, è stato studiato il regime degli stati di mare specifico del paraggio in esame. La potenza associata al moto ondoso è stata computata dapprima a scala regionale, nell'area estesa compresa tra Sant'Agostino a nord e Macchia Tonda a sud, ed in seguito a scala locale, attraverso simulazioni ad alta risoluzione dell'area in cui è sito il Porto di Civitavecchia.

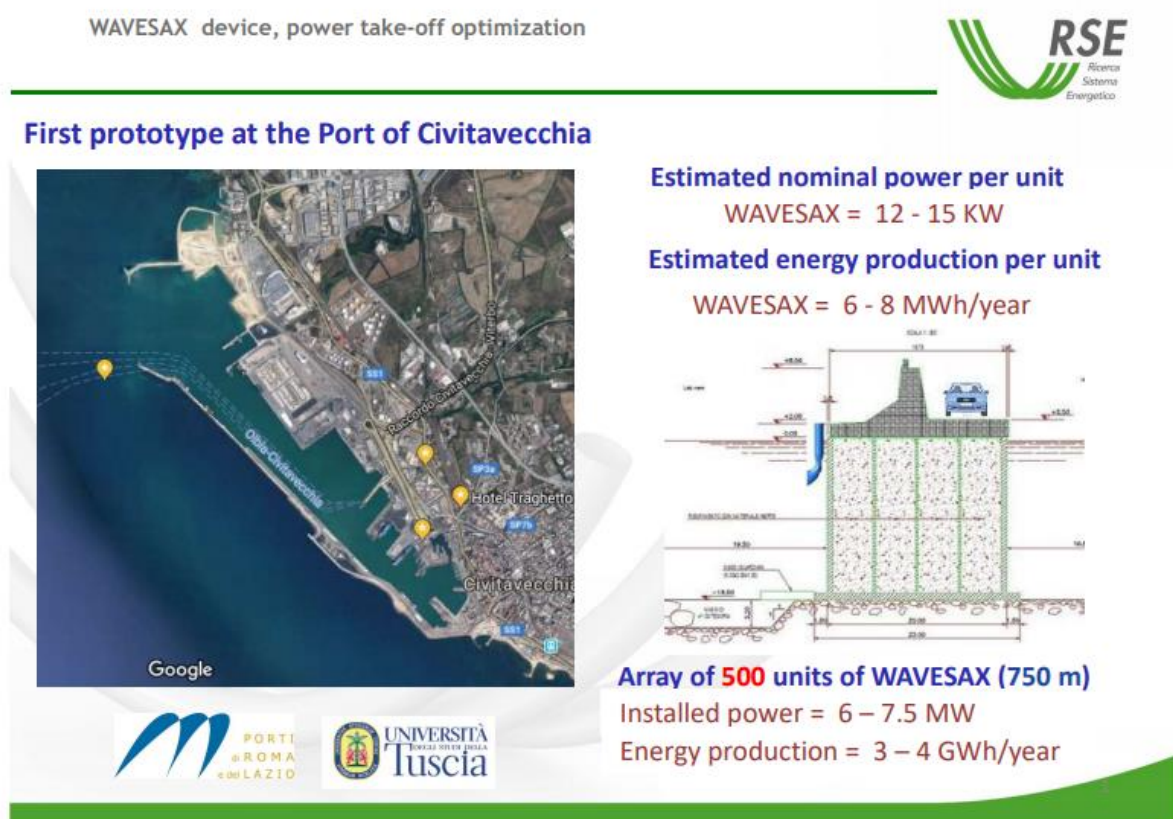
Le analisi numeriche a scala regionale hanno fornito una prima caratterizzazione del regime energetico dell'area di studio e, in particolare, hanno messo in luce alcune aree a maggior potenziale. In virtù delle opportunità logistiche offerte dalle infrastrutture connesse al Porto di Civitavecchia per una installazione sperimentale, per l'analisi di dettaglio del regime energetico ci si è limitati all'area settentrionale del dominio ed in particolare all'antemurale del Porto. La simulazione del moto ondoso ad alta risoluzione (scala locale) è stata resa possibile dalla disponibilità dei dati batimetrici di dettaglio, rilevati tramite indagini con ecoscandaglio multi-beam.



13.13.3 Stima energia elettrica prodotta a Civitavecchia da impianti WaveSax

Il numero di convertitori WaveSax che è possibile installare dipende dalle pareti verticali di muro paraonde disponibili, che al momento sono pari a circa ml.750. La potenza media dei dispositivi da installare è compresa tra 12 e 15 kW, posti ad un interasse di 1,5 metri.

Pertanto, una volta che il WaveSax avrà completato i test di validazione e verrà immesso sul mercato si prevede una produzione annua compresa tra 3 e 4 GWh.



Considerato che con la realizzazione della DMN e con il prolungamento dell'antemurale C. Colombo saranno disponibili circa 1.700 di nuovi muri paraonde a parete verticale, si stima che dall'utilizzo industriale del WaveSax deriveranno complessivamente circa 12 GWh annui di energia elettrica.

13.13.4 Cornice temporale

Attualmente l'impianto sta completando i test presso l'ambiente operativo del porto di Civitavecchia, completando un ciclo di test iniziato nell'ottobre 2018 con un modello scala 1:5 del dispositivo. Nell'ottobre del 2020 è stata installata l'ultima versione aggiornata del prototipo.

Completata questa fase di test in ambiente operativo (TRL7), il dispositivo sarà oggetto di ingegnerizzazione (TRL8) al fine della immissione nel mercato (TRL9), che si prevede avvenga a partire dal 2026.

L'AdSP ha stipulato un protocollo di intesa con R.S.E. affinché venga verificata la possibilità di realizzare presso le aree industriali di Civitavecchia il sito di produzione dei WaveSax.

13.13.5 Fattibilità tecnico-economica

Il costo previsto per ogni convertitore WaveSax della potenza di 12-15 kW è stimato essere pari a circa €.12.000,00, cosa che porta a stimare in circa €. 6.000.000,00 il costo di installazione del primo comparto produttivo (500 unità) attraverso un contratto EScO.

In via prudenziale non si intende considerare tale fonte energetica come disponibile ai fini della pianificazione energetica indicata nel presente documento, se non a partire dal 2025, anno in cui il dispositivo dovrebbe avere completato o essere prossimo ad avere una maturità almeno pari a TRL8.

13.14 Collegamenti elettrici per navi in banchina da FER

Gli interventi indicati derivano oltre che dal rispetto del vigente regime normativo, dai ventennali studi condotti dall'Ente che hanno portato a valutare fino alle recenti modifiche legislative e strategie del Governo italiano volta a promuovere il c.d. *cold ironing* (V. Allegato Infrastrutture al DEE "Italia Veloce"), interventi alternativi alla "elettrificazione" delle banchine portuali destinati alle navi scalanti. Infatti, il c.7, dell'art.4 del D.lgs. 257/2016 (di adozione del c.5, dell'art.4 della Direttiva 2014/94/EU, c.d. Direttiva DAFI) prevede che *"Una valutazione della necessità di fornitura di elettricità alle infrastrutture di ormeggio nei porti marittimi e nei porti della navigazione interna è inserita nella sezione a) del Quadro Strategico Nazionale, di cui all'allegato III. Tale fornitura di elettricità lungo le coste è installata, entro il 31 dicembre 2025, come priorità nei porti della rete centrale della TEN-T, e negli altri porti, tranne i casi in cui non vi è alcuna domanda e i costi sono sproporzionati rispetto ai benefici, inclusi i benefici ambientali. Le installazioni per la fornitura di elettricità per il trasporto marittimo ubicate lungo le coste, introdotte o rinnovate a decorrere dal 18 novembre 2017, si conformano almeno alle specifiche tecniche di cui all'allegato I, punto 1.7"*.

La prescrizione h) del Decreto di V.I.A. n.2935 del 22.12.1997, con cui è stato approvato l'ampliamento del porto di Civitavecchia, prevede che *"per la riduzione delle emissioni in atmosfera legate alle attività di cantiere, alla riorganizzazione portuale e all'incremento delle attività di sbarco ed imbarco delle navi si dovranno attuare le seguenti azioni:*

- *realizzazione dei collegamenti elettrici in banchina così da eliminare, durante la sosta delle navi, le emissioni prodotte dal funzionamento dei generatori di bordo; ..."*

Tale prescrizione è stata poi ripresa nei successivi Decreti di V.I.A. n.6923/2002 e 4/2010, pertanto si può considerare la medesima per tutti e tre i Decreti in oggetto: per ridurre l'inquinamento atmosferico prevedere dei collegamenti elettrici per le navi in banchina (non da diporto, come in uso sin dagli anni '70, ma per le navi maggiori).

Vale la pena sottolineare il fatto che la prescrizione h) del Dec. V.I.A. 2935/1997 (poi ripresa nei successivi due Decreti già citati), anticipa di:

- ÷ **4 anni**, il primo collegamento elettrico banchina/nave commerciale (non oggetto di attività manutentive svolte in cantieri navali), avvenuto a Juneau (U.S.A.) nel 2001. In quella occasione fu verificata la possibilità di fornire ad una nave da crociera (Dawn Princess) l'energia elettrica e termica ad essa necessaria durante la sosta in banchina.

Tale iniziativa ebbe risultati soddisfacenti per la fornitura di energia elettrica: fu infatti fornita alla nave (provvista con un sistema di distribuzione di bordo operante a 60Hz) alla frequenza della Rete Elettrica U.S.A. (anch'essa a 60Hz), l'energia elettrica ad essa necessaria durante la sosta in banchina. Mentre, fu assodata l'impossibilità di fornire calore (sotto forma di vapore), e conseguentemente la necessità di bruciare combustibile anche durante la sosta in banchina per alimentare le caldaie di bordo, come avviene anche oggi (circa il 7% del fabbisogno energetico durante lo stazionamento in banchina di una nave da crociera, anche più per alcune petroliere).

- ÷ **15 anni**, la norma tecnica di riferimento, emessa nel 2012 da IEC/ISO/IEE (80005 1-2 per la fornitura in media tensione, e 80005 per la fornitura in bassa tensione).

Tale norma tecnica, tra l'altro, stabilisce l'obbligo di fornire alla nave in banchina energia elettrica alla frequenza di 60Hz, obbligando gli impianti collegati alla rete elettrica europea (che opera a 50Hz) di dotarsi di un costoso e sofisticato dispositivo che converte la frequenza dell'e.e. da fornire da 50Hz (rete di terra) a 60 Hz (bordo nave).

Inoltre, fissa in circa 13MWe (16MVA) la potenza da mettere a disposizione in maniera dedicata a ciascuna nave da crociera (ogni nave deve avere una propria linea scollegata dalle altre), anche se suggerisce ove possibile di incrementare tale potenza a 20MVA.

- ÷ **19 anni**, il primo impianto realizzato in Italia (Livorno), collaudato nel novembre del 2015. Tale impianto del costo a base d'asta di €4.345.091,16 è stato finanziato per il 60% con fondi del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, per il 20% con fondi della Regione Toscana e per il 20% con fondi dell'Autorità Portuale di Livorno. L'impianto ha messo a disposizione delle navi traghetto e da crociera, ormeggiate presso la calata Sgarallino dello scalo labronico, una potenza di 7MWe (alla frequenza di 60Hz, ed alla tensione di 6.6/11.0kV), ed è stato realizzato da Gemmo Impianti S.p.A. con componentistica Nidec ASI S.p.A. (Gruppo Ansaldo).

Pertanto, questa Autorità da circa 20 anni ha attivato azioni inerenti alla c.d. "elettrificazione delle banchine", ed ha promosso e condotto studi che hanno coinvolto i diversi soggetti interessati: istituzioni (Ministero delle Infrastrutture e Trasporti, Ministero dell'Ambiente, Regione Lazio, GSE S.p.A.);

- ÷ produttori di energia elettrica (Enel Produzione S.p.A.);
- ÷ distributori di energia elettrica (Enel Distribuzione S.p.A.);
- ÷ cantieri navali (Fincantieri S.p.a. ed STX Europe AS);
- ÷ produttori di componentistica elettrotecnica (Ansaldo Energia Spa, ABB Spa, Siemens spa, Schneider Electric Spa, Eaton Industry Srl, Cavotec SA);
- ÷ compagnie di navigazione (Carnival Corporation & PLC, Royal Caribbean Cruise Ltd., MSC Crociere Spa, Norwegian Cruise Line Ltd., Grimaldi S.p.A.),
- ÷ porti (Venezia, Genova, Bari, Savona, Barcellona, Nizza, Amsterdam, Goteborg).

Dagli studi era emerso che poche navi da crociera erano in grado di utilizzare un impianto destinato alla fornitura di e.e. Inoltre, era ancora ampio il divario dei costi della fornitura elettrica da rete di terra rispetto a quello sostenuto dagli armatori per autoprodurre e.e. a bordo delle navi utilizzando quale combustibile M.G.O. (tenore di zolfo <0,1%)

Tale scenario è destinato a cambiare per effetto del recente intervento normativo con il Decreto Legge n.76/2020, c.d. "decreto semplificazioni", convertito con Legge n.120 del 11.09.2020. Il comma 7 bis dell'art.48 di tale legge ha infatti previsto quanto segue: *Al fine di semplificare le componenti tariffarie dell'energia elettrica necessaria per alimentare le navi tramite cold ironing, all'articolo 34-bis, comma 1, del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 febbraio 2020, n. 8, è aggiunto, in fine, il seguente periodo: «Alle stesse forniture non si applicano gli oneri generali di sistema, data la natura addizionale dei suddetti prelievi». Dall'attuazione del presente comma non devono derivare nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica. L'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente provvede, ove necessario, ai conseguenti aggiornamenti compensativi delle componenti tariffarie dell'energia elettrica.*

Occorre sottolineare che e-Distribuzione S.p.A. ha dichiarato che in considerazione della limitata potenza a disposizione del distretto di Civitavecchia, per realizzare una fornitura che preveda un impiego di oltre 1MWe di potenza è necessario procedere, a cura e spesa dell'Autorità, alla connessione degli impianti in oggetto direttamente in A.T. ampliando un esistente cabina primaria (Vigna Turci, circa 800 metri dal porto) o, meglio, realizzandone una nuova presso il punto di consegna degli elettrodotti in altissima tensione (Santa Lucia, circa km.4 in linea d'aria dal porto). Si ritiene altresì opportuno rappresentare come l'ADSP, con Decreto Presidenziale n.254 del 14.09.2018, abbia teso favorire investimenti privati per la realizzazione di collegamenti elettrici in banchina nell'ambito dei procedimenti di assentimento in concessione delle banchine portuali.

Naturalmente, al variare del contesto normativo e/o economica l'Ente valuterà se dotare di collegamenti elettrici le banchine portuali.

La Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale con parere n.2608 del 26.01.2018, n.2944 del 15.02.2019 ha ritenuto che l'utilizzo del GNL come combustibile alternativo possa costituire una soluzione alternativa all'elettrificazione delle banchine nelle condizioni degli scenari attuali di ridotta richiesta di collegamenti elettrici in banchina da parte degli armatori, confermando quanto prospettato dall'AdSP.

Quanto sostenuto dall'AdSP ed approvato dalla Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale, trova conferma nel documento della Commissione Europea datato 11.09.2019 (Commission staff working document: evaluation of the Council Directive 2003/96/EC of 27.10.2003), con cui viene ribadito che in assenza di una adeguata politica fiscale tesa a supportare l'elettrificazione delle banchine, questa tecnologia è svantaggiata rispetto all'autoproduzione con combustibili fossili (quali il GNL).

L'istruttoria avviata dall'Ente in materia è stata portata all'attenzione della ESPO (European Sea Port Organization) che la totalmente condivisa e comunicata a tutti i soggetti interessati in data 24.03.2021m attraverso l'emissione di un apposito documento: *Towards an intelligent legislative framework for Onshore Power Supply (OPS): Europe's ports fully support more OPS where it makes sense.*

13.14.1 Elettrificazione banchine in concessione a navi da crociera

Il fabbisogno elettrico delle navi da crociera ormeggiate in banchina è stimato variare tra 21.080 MWh e 66.400 MWh.

MWh	2019	2022	2030	2040	2050
Fossile	57.360	37.280	0	0	0
GNL	0	14.340	15.060	15.810	0
Green Fuel	0	5.740	24.090	25.300	43.160
R.E.N.	0	0	21.080	22.130	23.240
totale	57.360	57.360	60.230	63.240	66.400

Ipotizzando di elettrificare anche una sola banchina è necessario creare un collegamento elettrico che assicuri almeno 16 MVA alla nave ormeggiata (al fine di soddisfare la prescrizione contenuta nello standard IEC/ISO/IEEE 80005:2019), che in funzione di un tasso di conversione del 90% si traduce in circa 14.400 kWe.

Il tasso di utilizzo di un tale impianto sarebbe estremamente basso.

Energia	MWh	ore	utilizzo
min	21.080	1.464	17%
MAX	66.400	4.611	53%

13.14.2 Elettrificazione banchine in concessione a navi traghetto

Il fabbisogno elettrico delle navi traghetto ormeggiate in banchina è stimato variare tra 5.330 MWh e 32.520 MWh.

MWh	2019	2022	2030	2040	2050
Fossile	21.040	18.940	10.660	2.940	0
Green Fuel	0	2.100	10.660	20.610	26.020
R.E.N.	0	0	5.330	5.890	6.500
totale	21.040	21.040	26.650	29.440	32.520

Nella seguente tabella è disponibile una valutazione complessiva del fabbisogno energetico afferente al settore cruise per l'anno in esame, in funzione dei dati forniti dalla Capitaneria di Porto sugli accosti di questa tipologia di navi.

Accosti		Manouvring (1.5% S)	Hotelling (1.5-0.1% S)	Hotelling (0.1% S)	Totale
Nave	Sosta(h)	Energy (kWh)	Energy (kWh)	Energy (kWh)	Energy (kWh)
Censita	14.961	18.533.065	3.615.774	14.099.987	36.248.826
Gemella	1	13.440	0	0	13.440
Stimata	2.953	1.284.416	188.005	1.236.745	2.709.166
TOTALE FABBISOGNO ENERGETICO CABOTAGGIO					
Nr.	Sosta(h)	Manouvring (kWh)	Hotelling 1 (kWh)	Hotelling 2 (kWh)	Energy (kWh)
1.667	10,7	19.830.921	3.803.779	15.336.732	38.971.432

Dal monitoraggio svolto si ha che il fabbisogno energetico medio in banchina è pari a 1.073 kW:

$$(3.803.779 + 15.336.732) / (1.667 \times 10,7) = 1.073 \text{ kW}$$

Il tasso di utilizzo di un tale impianto sarebbe il seguente.

Energia	MWh	ore	utilizzo
min	5.330	4.967	57%
MAX	32.520	30.308	350%

13.14.3 Elettrificazione banchine in concessione a navi mercantili

Il fabbisogno elettrico delle navi mercantili ormeggiate in banchina è stimato variare tra 4.560 MWh e 27.460 MWh.

MWh	2019	2022	2030	2040	2050
Fossile	12.000	9.600	1.520	0	0
GNL	0	2.400	3.040	4.090	0
Green Fuel	0	0	6.080	10.210	19.220
R.E.N.	0	0	4.560	6.130	8.240
totale	12.000	12.000	15.200	20.430	27.460

Nella seguente tabella è disponibile una valutazione complessiva del fabbisogno energetico afferente al settore cruise per l'anno in esame, in funzione dei dati forniti dalla Capitaneria di Porto sugli accosti di questa tipologia di navi.

Accosti		Manouvring (1.5% S)	Hotelling (1.5-0.1% S)	Hotelling (0.1% S)	Totale
<i>Nave</i>	<i>Sosta(h)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>
Censita	1.379	312.271	103.636	971.421	1.387.329
Gemella	290	94.234	33.878	267.603	395.715
Stimata	17.155	3.584.257	822.612	9.912.900	14.319.768
TOTALE FABBISOGNO ENERGETICO CARGO					
<i>Nr.</i>	<i>Sosta(h)</i>	<i>Manouvring (kWh)</i>	<i>Hotelling 1 (kWh)</i>	<i>Hotelling 2 (kWh)</i>	<i>Energy (kWh)</i>
774	28,2	3.990.762	960.126	11.151.924	16.102.812

Dal monitoraggio svolto si ha che il fabbisogno energetico medio in banchina è pari a 555 kW:

$$960.126 + 11.151.924 / (774 \times 28,2) = 555 \text{ kW}$$

Il tasso di utilizzo di un tale impianto sarebbe il seguente.

Energia	MWh	ore	utilizzo
min	4.560	8.216	94%
MAX	27.460	49.477	565%

13.14.4 Modalità connessione alla R.E.N.

I collegamenti suddetti andranno realizzati in conformità allo standard IEC/ISO/IEEE 80005:2019 che prevede stringenti norme da rispettare, come la potenza da mettere a disposizione delle navi da crociera che non può essere inferiore a 16MVA (circa 14,4 MWe).

Il porto di Civitavecchia ad oggi è in grado di ospitare contemporaneamente fino a 20 navi, e potrà arrivare ad ospitarne 25 in futuro. Ipotizzando di fornire, inizialmente, contemporaneamente energia elettrica a sole 10 navi (4 da crociera, 4 traghetti e 2 mercantili), si ha che la potenza da impegnare è pari a 67,6 MWe:

÷ navi da crociera, 57,6 MWe (4 da 14,4 MWe);

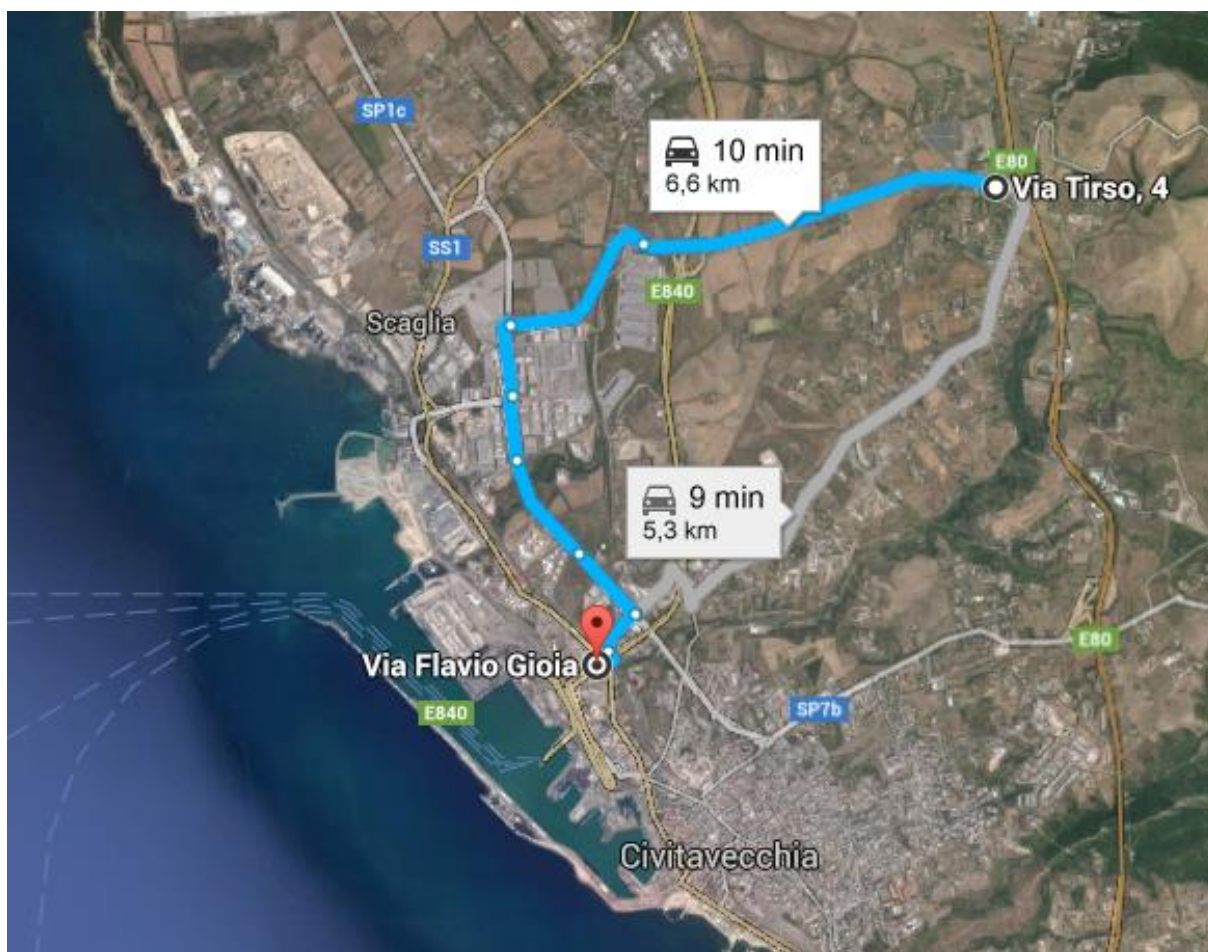
÷ navi traghetto, 6,0 MWe (4 da 1,5MWe)

÷ navi mercantili, 4,0 MWe (2 da 2,0MWe).

13.14.5 Costi di realizzazione (Capex)

Tenuto conto di quanto prima indicato, la potenza richiesta (67,6MW) implica la necessità di provvedere ad effettuare un collegamento in AAT (200 kV) presso gli elettrodotti nazionali, in loc. Santa Lucia (distante oltre km.6 dal Varco Nord del porto).

In tale area andrà effettuata la trasformazione AAT/MT (200 kV/20 kV) presso un idoneo impianto, da cui si origina un elettrodotto interrato che congiunge la cabina di trasformazione al porto di Civitavecchia.



Il costo inerente alla realizzazione di dette connessioni (inclusi i sistemi di trasformazione, conversione e allaccio automatizzato) è stimato in più di €.50.000.000,00.

Infatti, l'offerta tecnico economica assunta in data

13.14.6 Costi di operativi (Opex)

L'energia attinta dalla R.E.N. andrà quindi consegnata alle navi attraverso un sistema che comporta:

- ÷ la trasformazione da 20kV a 11.0/6.6kV;
- ÷ la conversione da 50Hz a 60Hz.

Il fabbisogno energetico di tutte le navi in banchina è previsto essere il seguente.

MWh	2019	2022	2030	2040	2050
cruise	57.360	57.360	60.230	63.240	66.400
ferry	21.040	21.040	26.650	29.440	32.520
cargo	12.000	12.000	15.200	20.430	27.460
totale	90.400	90.400	102.080	113.110	126.380

Il massimo fattore di utilizzo delle connessioni elettriche (67,6 MW) prima indicate è pari al 21%.

Il sistema tariffario nazionale (anche se con correttivi tesi ad azzerare gli oneri di sistema e le accise per le forniture di e.e. alle navi in banchina) rende molto complicato sostenere la connessione, senza un consistente incremento della percentuale di utilizzo della potenza impegnata dalla R.E.N., anche in considerazione della necessità di coprire i costi gestionali (manutenzione programmata, manutenzione straordinaria ed esercizio) di tali impianti elettromeccanici.

13.14.7 Elettificazione banchine “Marina Yachting”

La riduzione delle emissioni da parte delle navi in sosta presso il porto storico di Civitavecchia è stata una delle principali direttrici legate alla realizzazione del “Marina Yachting”. In tale contesto è stato realizzato un impianto in grado di erogare energia elettrica alle navi da diporto (lunghe anche 140 metri) che tale ambito portuale è destinato ospitare.

Nell’ambito del processo di ristrutturazione ed ampliamento del porto, secondo le linee programmatiche del vigente P.R.P. 2004, l’Ente ha eseguito nel recente passato e sta tuttora eseguendo la delocalizzazione dal Porto Storico ai nuovi ambiti commerciali e passeggeri di tutte quelle attività non più strettamente connesse alla nuova destinazione d’uso dell’area storica: “La Nautica da Diporto”.

Quelli che verranno successivamente descritti, sono interventi che sono inseriti in un quadro più ampio di opere finalizzate alla ristrutturazione, riqualificazione e valorizzazione del Porto Storico. La cabina elettrica è stata realizzata in cemento armato adiacente ai locali idrici, anch’essa interrata e suddivisa in ambienti di diverse dimensioni attraverso delle tamponature.

Il cavidotto è stato realizzato con dei blocchi prefabbricati in cemento armato, tale cunicolo si rende necessario per l’elettificazione delle banchine 6 e 7.

L’opera che si è realizzata è completamente interrata, e ogni 25 m è posto un chiusino di ispezione 70X70 e per le sue caratteristiche rappresenta una soluzione ad impatto ambientale nullo.

All’interno del cavidotto sono poste delle passerelle in metallo utili all’alloggiamento dei cavi su diversi livelli in modo di dotare di servizi le banchina 6/7, nello specifico è destinata ad ospitare:

- ÷ i cavi e collegamenti elettrici di alimentazione delle colonnine porta apparecchiature e dei pali di illuminazione necessari ad illuminare il marciapiede pedonale e la sede stradale;
- ÷ le tubazioni per l’impianto di acqua potabile, impianto antincendio e per l’impianto di aspirazione a vuoto per acque di sentina e reflue.

La rete di alimentazione, che si deriva dalla cabina MT/BT, è in grado di sopperire, con la sua disponibilità di potenza, alle esigenze dell’utenza. Tale rete è posata entro un cunicolo interrato. La corrente di corto circuito sulle sbarre di BT è stata considerata pari a 85 kA. La rete BT primaria è quella che si deriva dal quadro cabina, dove sono installati interruttori generali di protezione, e raggiunge le varie utenze; tale rete è stata prevista in cavo FG70R in cunicolo praticabile.

Tutti i cavi e conduttori impiegati nell’impianto in oggetto sono rispondenti alle norme costruttive stabilite dal CEI, alle norme dimensionali stabilite dalla UNEL, con marcatura CE e dotati di Marchio Italiano di Qualità.

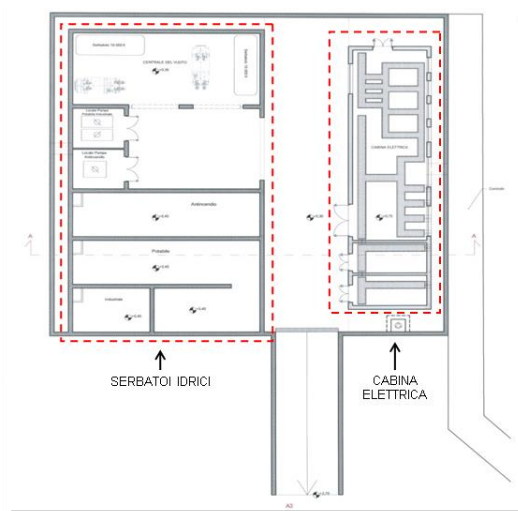
È stato previsto l’impiego di cavi unipolari e/o multipolari di energia con sezione minima di:

2.5 mm² per i conduttori di potenza alimentanti macchine, motori o prese;

1.5 mm² per tutti gli altri conduttori (impianti di illuminazione, comandi, segnalazioni ed altri impianti a tensione ridotta).

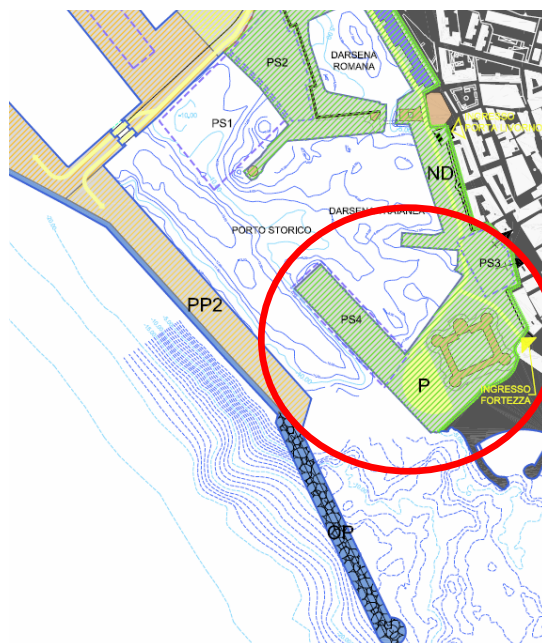
Sono stati utilizzati i seguenti tipi di cavi:

- ÷ cavo rigido o flessibile, multipolare, isolato in gomma etilenpropilenica, rivestito in PVC di qualità FG7OR /0.6-1kV grado 4 a norme CEI 20-22, 20-37 e CEI 20-35, con conduttori in rame stagnato ricotto, non propagante l'incendio ed esente da alogeni nei fumi da combustione. Per percorsi in cavidotti e passerella. Raggio di curvatura minimo 4-6 volte il diametro esterno. Sforzo massimo di trazione 5 Kg/mm² riferiti al conduttore di minor sezione. Temperatura caratteristica 90°C;
- ÷ cavo flessibile unipolare, isolato in gomma FG7, non propagante la fiamma a norme CEI 20-22, 20-37 e 20-35 con conduttore a corda flessibile di rame ricotto, non stagnato salvo specifica richiesta od esigenza. Per posa fissa, in canalizzazioni chiuse in qualsiasi tipo di ambiente. Raggio minimo di curvatura non inferiore a 4 volte il diametro esterno e sforzo di trazione non superiore a 5 kg/mm². Temperatura caratteristica di funzionamento di 85°C e di corto circuito di 250 °C;
- ÷ cavo flessibile unipolare, isolato in resina, NO7-V-K, non propagante la fiamma a norme CEI 20-22, con conduttore di rame ricotto, non stagnato salvo specifica richiesta od esigenza. Per posa fissa, entro tubazioni in PVC in qualsiasi tipo di ambiente. Raggio minimo di curvatura non inferiore a 4 volte il diametro esterno, lo sforzo di trazione non supererà i 5 kg/mm², riferiti al conduttore di minor sezione; temperatura caratteristica di funzionamento di 70°C.



Sulle banchine sono complessivamente presenti 14 colonnine (sulla banchina 6 n°8 colonnine, sulla banchina 7 n°6) per l'erogazione dell'energia elettrica e dell'acqua potabile. Gli amperaggi offerti sono i seguenti, 4 colonnine con 2 prese una da 250 A ed una da 150A, 4 colonnine con 4 prese due da 250 A e due da 150A, 1 colonnina con presa singola da 400A, 1 colonnina con 2 prese da 400A, 3 colonnine con prese singole da 600 A ed infine un punto di consegna con 1800A, logicamente tali colonnine sono posizionate in base alle dimensioni dei posti barca.

Dal punto di vista urbanistico, gli interventi rientrano nelle previsioni del vigente P.R.P. 2004 nell'ambito denominato "ND" con funzione specifica di "Nautica da diporto", riscontrabile nell'elaborato grafico FP 4 "Scelte localizzative ed ambiti".



Tale impianto è stato ultimato nel 2013, ed è già stato utilizzato in numerose occasioni. L'Ente dal 2013 ha messo a disposizione dei maxi-yacht che ormeggiano presso la nuova marina yachting di Civitavecchia una serie di connessioni elettriche della potenza complessivamente erogabile dalla cabina di 4.688 kVA di cui:

- ÷ 3.120 kVA sono disponibili in banchina attraverso le colonnine,
- ÷ 1.120 kVA sono riserve disponibili in cabina;
- ÷ 448 kVA sono ausiliari di cabina.

L'AdSP ha stanziato €2.825.339,43 per la realizzazione dell'impianto in oggetto.

ANELLO DI MEDIA	
Implementazione impianto	€ 192.801,89
COLONNINE ELETTRICHE	
Colonnine (n°16)	€ 224.575,21
Cavi	€ 898.189,20
	€ 1.122.764,41
ALLESTIMENTO CABINA	
Trasformatore, QGBT	€ 937.278,58
Cavi	€ 10.027,70
	€ 947.306,28
CABINA ELETTRICA	
Locale tecnico (Edile)	€ 169.274,51
Cunicolo (Edile) banchina 6 e 7 (420 mt)	€ 393.192,34
	€ 562.466,85
Totale	€ 2.825.339,43

Il costo finale dell'intervento è stato pari a circa €2.750.000,00.

13.14.8 Programma “Zero Emission in Port” – Grimaldi Group Spa

Il Gruppo Grimaldi ha desinato alla linea che quotidianamente collega Civitavecchia con Barcellona, due navi (Cruise Roma e Cruise Barcelona) che durante la sosta in banchina utilizzano per soddisfare i propri fabbisogni di energia elettrica (nel limite di 5MWh, ricarica 1C, erogazione 3C) delle batterie al litio caricate durante la navigazione attraverso Shaft-Generator.

Durante la sosta in banchina l'assorbimento medio delle navi è pari ad 1.4 MWh (con picchi di 2.0 MWh), pertanto la durata media della modalità elettrica in banchina è compresa tra 3 e 4 ore.

Durante la sosta in banchina, le caldaie di bordo continuano a produrre calore per le utenze termiche di bordo anche quando sono in funzione le batterie di bordo.

Considerato che le batterie di bordo sono ricaricate durante la navigazione (20hr, circa 250kWh) con energia “di scarto”, si considera l'energia immagazzinata come FER per una quantità annua di 1.825MWh.

13.14.9 Elettrificazione ormeggi rimorchiatori

Presso il molo Sant'Eufanio ed il Molo Sardegna (ubicati all'interno del porto storico) sono presenti due connessioni elettriche destinate a soddisfare il fabbisogno dei rimorchiatori in sosta.

Tale fornitura di energia elettrica è assicurata in BT e consente di soddisfare circa il 3% del fabbisogno annuo dei rimorchiatori impegnati in porto (circa 100MWh/anno).

Considerato che il PRP prevede la delocalizzazione degli ormeggi dei rimorchiatori dalla sede attuale (porto storico) alla Darsena Servizi, verranno predisposte n.5 connessioni elettriche per i rimorchiatori in sosta presso la nuova Darsena (numero massimo di rimorchiatori ipotizzato essere impiegabili nel porto di Civitavecchia); inoltre, verrà verificata la necessità di predisporre tali prese oltre che per soddisfare le esigenze dei rimorchiatori all'ormeggio, anche la necessità di ricaricare pacchi batterie installate su nuove costruzioni (potenza max per singola connessione elettrica pari a 5 MW).

Collegati a questa iniziativa vi sono due interventi relativi ai rimorchiatori portuali appresso descritti.

13.14.10 Cornice temporale

Gli interventi di elettrificazione delle altre banchine del porto di Civitavecchia (diverse da quelle destinate ad ospitare anvi da diporto) sono condizionati dalla emissione di apposita normativa che renda sostenibile tale iniziativa, al fine di evitare il ripetersi quanto accaduto a Livorno (elettrificazione Calata Sgarallino).

Pertanto, la cornice temporale non è definibile alla data del presente DEASP.

13.14.11 Fattibilità tecnico-economica

Dal punto di vista tecnico non sussistono particolari criticità per quanto attiene all'interfaccia punto di consegna portuale/nave (anche con l'installazione di eventuali convertitori elettronici di frequenza 50Hz/60Hz), mentre permangono quelli relativi alla connessione delle interfacce con i siti di produzione di energia rinnovabile o alla rete elettrica nazionale, soprattutto di tipo legislativo. Si stima che il costo relativo al primo step relativo alla elettrificazione (attraverso il collegamento alla rete elettrica nazionale) di alcune banchine commerciali sia pari a circa €. 80.000.000,00 (Capex), che in base alle attuali condizioni legislative non risulta essere sostenibile anche dal punto di vista economico, visto che i costi operativi (Opex) sarebbero enormemente superiori a quelli attualmente

sostenuti dalle navi scalanti il porto di Civitavecchia (autoproduzione anche attraverso l'utilizzo di oli combustibili associati a scrubber e simili).

Pertanto, sussistono criticità tecnico-economiche che non rendono pienamente sostenibile tale iniziativa, come peraltro confermato da ESPO con l'emissione del documento tecnico datato 24.03.2021.

13.15 Punti di ricarica veicoli elettrici

I diversi veicoli stradali (leggeri e pesanti) operanti nel porto utilizzano principalmente combustibili tradizionali, l'intervento programmato mira a ridurre il loro numero a beneficio di altri elettricamente alimentati.

13.15.1 Intervento

Il c.1, dell'art.4, del D.lgs. 16.12.2016, n.257, prevede che *“Entro il 31 dicembre 2020, è realizzato un numero adeguato di punti di ricarica accessibili al pubblico per garantire l'interoperabilità tra punti già presenti e da installare, e, a seconda delle esigenze del mercato, che i veicoli elettrici circolino almeno negli agglomerati urbani e suburbani, in altre zone densamente popolate e nelle altre reti e secondo i seguenti ambiti individuati progressivamente”*.

L'intervento consiste nella realizzazione della prima infrastruttura di ricarica pubblica per veicoli elettrici all'interno del porto di Civitavecchia. L'infrastruttura non si limita alle sole apparecchiature elettriche ma comprende anche una struttura telematica in grado di far comunicare la colonnina di ricarica con l'apparato amministrativo della società dedicato alla gestione e fatturazione del servizio e con gli stessi utenti che potranno essere costantemente informati sulla disponibilità dei punti di ricarica, sullo stato della ricarica del proprio veicolo e sui costi del servizio.

L'intervento prevede la partecipazione di alcuni partner, tra cui si citano: la Siemens S.p.A. che ha fornito le specifiche delle colonnine di ricarica e ha proposto un sistema informatico di gestione interfacciabile con colonnine di vari produttori e soprattutto espandibile con vari applicativi utili nel contesto portuale; la Swiss Innovation Lab che ha proposto un sistema integrato di comunicazione tra la colonnina e l'utente, attraverso l'utilizzo della tecnologia LoRa e Beacon.

L'infrastruttura è costituita da 5 colonnine di ricarica in corrente alternata (ricarica accelerata a 22kW) per veicoli elettrici dotati di spine compatibili con prese di tipo 2 (Mennekes) e con prese di tipo 3A (Scame). Ogni colonnina sarà costituita da due prese (una di tipo Mennekes e una di tipo Scame) utilizzabili per la ricarica contemporanea di due veicoli. Complessivamente l'infrastruttura avrà dunque una capacità di ricarica contemporanea di 10 veicoli.

Completano il sistema elettrico di ricarica una piattaforma software per la gestione tecnica e contabile delle colonnine e un sistema di sensoristica integrata nella colonnina e nell'area di posteggio volto a fornire a ciascun utente del servizio le informazioni sulla disponibilità della colonnina e sullo stato di ricarica del proprio veicolo mediante un'applicazione per smartphone.

Le colonnine sono distribuite in punti strategici del porto in modo da coprire una parte piuttosto vasta dell'area portuale e da essere facilmente utilizzabili sia dagli utenti portuali che dai passeggeri in transito. La scelta del punto di installazione delle colonnine è stata fatta coniugando motivazioni di opportunità e comodità del punto di ricarica con esigenze tecniche di connessione delle colonnine alla rete di distribuzione elettrica, nonché con la disponibilità delle aree di sosta che devono essere ad uso pubblico e libere da concessioni demaniali. Le colonnine scelte hanno un case in acciaio inox, infatti anni di esperienza in porto insegnano che la prossimità del mare e quindi l'ambiente umido e la salsedine invecchiano e ammalorano precocemente tutte le apparecchiature. La soluzione in acciaio inox dovrebbe consentirne una durata superiore rispetto alle equivalenti con case standard.

Il sistema elettrico di ricarica è completato da una piattaforma software per la gestione tecnica e contabile delle colonnine e un sistema di sensoristica integrata nella colonnina e nell'area di posteggio. La piattaforma software per la gestione delle colonnine è erogata in modalità SaaS dalla Siemens S.p.A. e consente la gestione delle stazioni di ricarica, l'accesso al sistema tramite web browser, il servizio di hosting del data center e il system monitoring. La fornitura della Siemens S.p.A. comprende anche un portale web per il pagamento con carta di credito/Paypal. Un ulteriore elemento fornito da Siemens S.p.A. sarà il "Modulo Roaming" che consentirà alla piattaforma software di gestione di ricevere da sistemi esterni i dati relativi alle ricariche effettuate dai propri clienti fidelizzati in colonnine esterne al perimetro portuale e gestite da altre società. Tale sistema rappresenta un importante valore aggiunto per il progetto portuale che potrà in questo modo dare ai propri clienti una maggiore flessibilità nelle ricariche potendo gli utenti utilizzare le colonnine della città di Civitavecchia o di Roma e del porto in modo del tutto equivalente avendo un unico contratto con un solo gestore. Tale vantaggio potrà essere esteso ai passeggeri con auto al seguito che viaggiano da e verso i porti collegati con quello di Civitavecchia che potranno utilizzare i punti di ricarica nel porto di partenza o di arrivo. Per esempio, la stessa piattaforma di gestione è utilizzata da Enel S.p.A. per le proprie colonnine di ricarica installate già a Roma e in Spagna, perciò previo opportuno accordo commerciale tra Port Utilities ed Enel, i clienti di entrambe le società potranno indifferentemente utilizzare le colonnine di ricarica presenti a Roma o al Porto di Civitavecchia o nel Porto di Barcellona per ricarica la propria auto avendo un unico accordo commerciale indifferentemente con una sola delle due società.

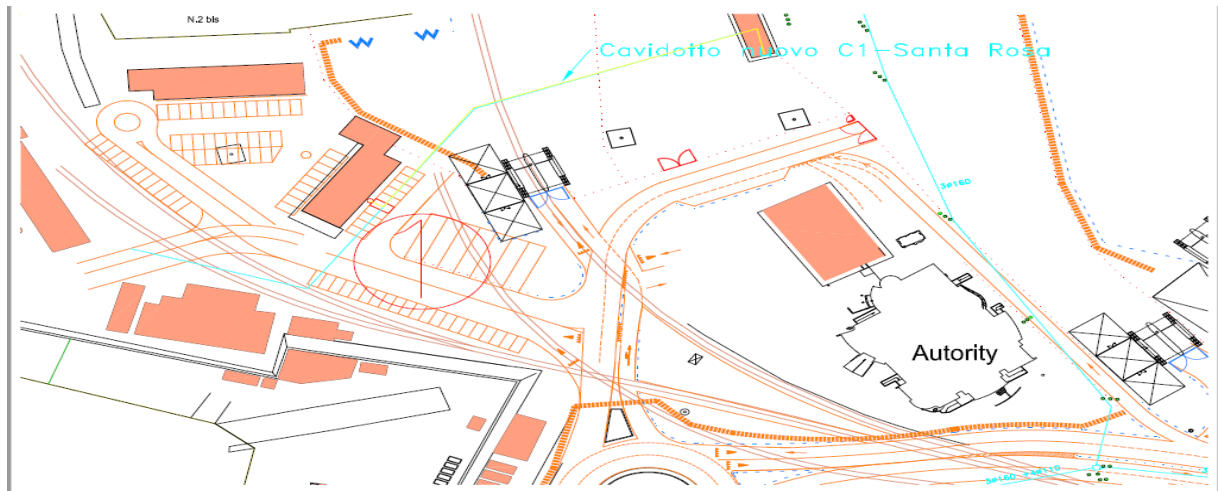
Oltre al sistema di gestione, sulla colonnina e nell'area di ricarica saranno installati dei sensori in grado di comunicare mediante la tecnologia Beacon e una rete LoRa con un sistema che attraverso una semplice applicazione per smartphone sarà in grado di fornire informazioni sulla localizzazione e disponibilità della colonnina e sullo stato di carica del veicolo. Tale sistema del tutto espandibile potrà fornire informazioni sui punti di interesse dell'area portuale o della città o il servizio di infomobilità indicando, per esempio, orari e banchine di partenza o arrivo delle navi. La fornitura di tale sistema è stata proposta dalla società Swiss Innovation Lab, società svizzera specializzata in soluzioni Beacon-based per Smart Cities, Smart Mobility e Smart Locks & Lockers. La società ha sviluppato alcuni dispositivi oggetto di brevetto.

Anche l'infrastruttura di ricarica è completamente espandibile con l'aggiunta di ulteriori punti di ricarica o modificando la tipologia di colonnina. Laddove il mercato dei veicoli lo richiedesse, si potrà per esempio pensare di installare le stazioni di ricarica Quick Charger, ossia le colonnine di ricarica conduttiva in corrente continua che consentono la ricarica completa dei veicoli predisposti per tale ricarica in 30 minuti. L'installazione di tali colonnine sarà sicuramente necessaria quando la società che gestisce il trasporto pubblico portuale sostituirà i propri mezzi più obsoleti con equivalenti di tipo elettrico.

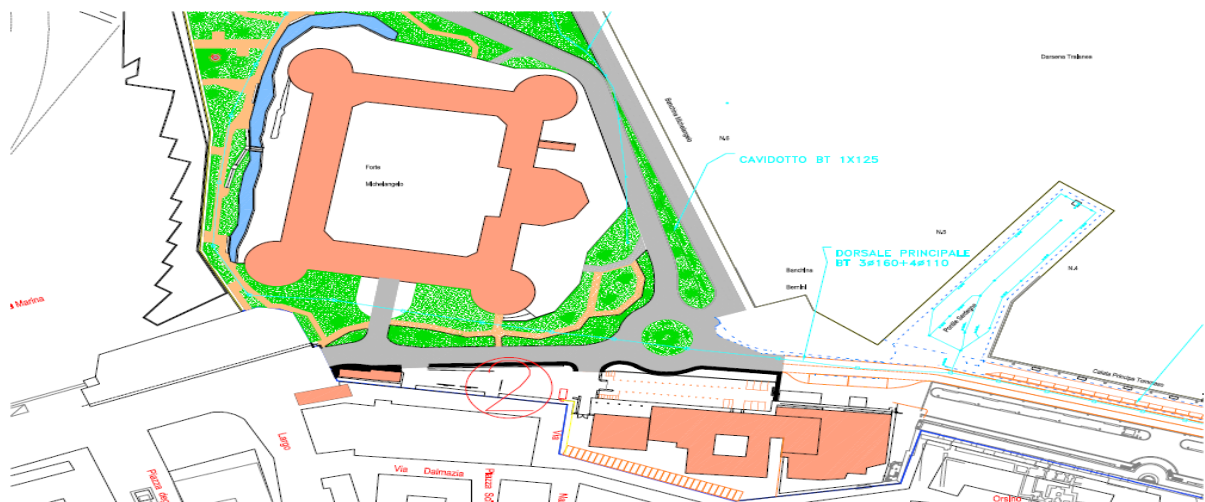
13.15.2 Ubicazione

I 5 punti di ricarica sono posizionati in prossimità delle principali direttrici di traffico presso parcheggi di uso comune.

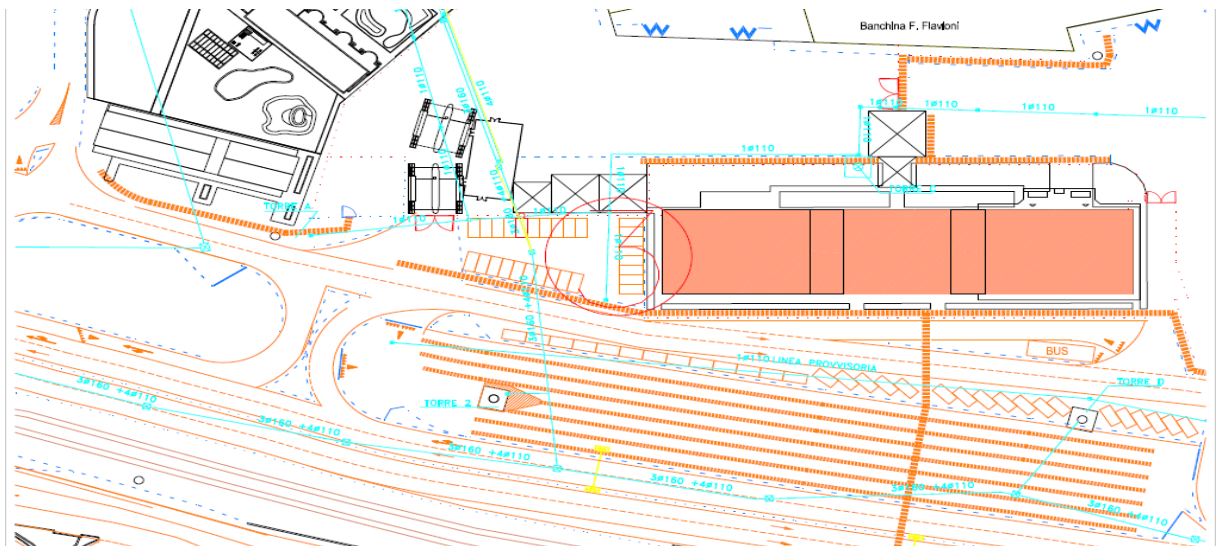
Il primo è posizionato presso la sede dell'Autorità di Sistema Portuale, in modo da essere facilmente utilizzabile dai mezzi aziendali dell'Ente, della Port Mobility e da tutti i dipendenti o consulenti dotati di auto elettrica privata.



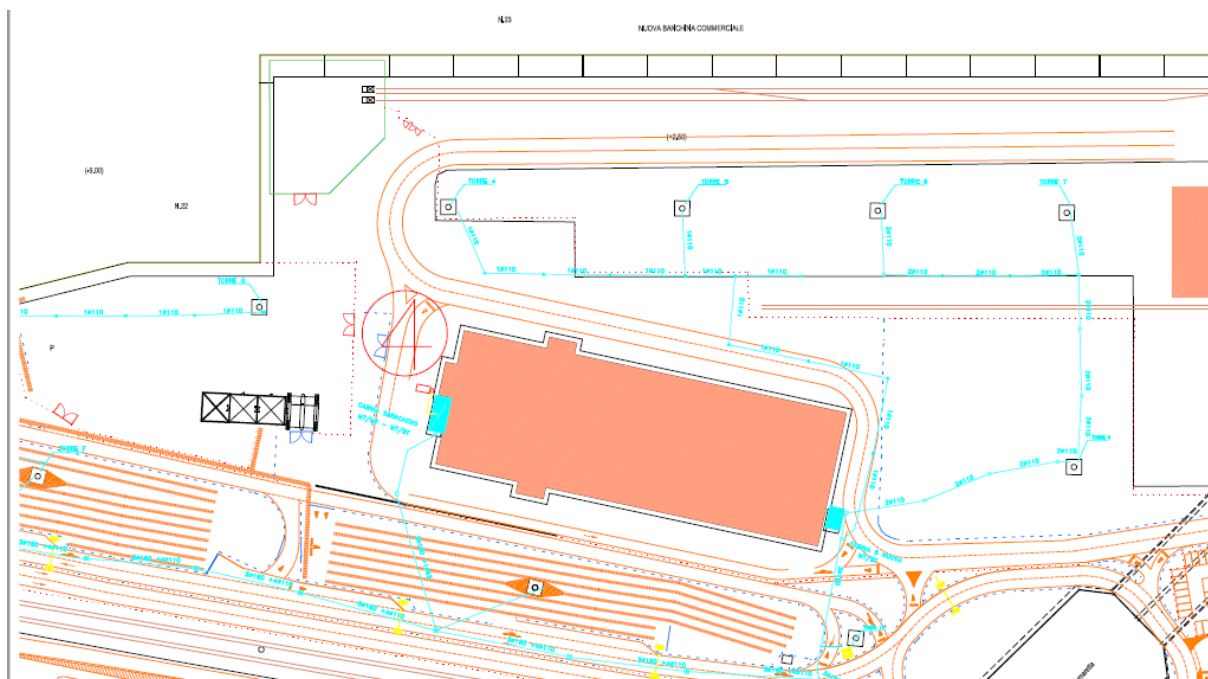
Il secondo presso la Capitaneria di Porto, a disposizione dei mezzi aziendali e privati del personale della Capitaneria e di tutti coloro che frequentano prevalentemente l'area storica del porto.



Il terzo presso il terminal delle Autostrade del Mare, in modo da essere disponibili per la ricarica dei mezzi dei passeggeri in transito sulle navi traghetto.



Il quarto presso il Centro Polifunzionale il Saraceno, lato sud, a disposizione di tutte le società portuali che hanno sede in quell'area.



L'ultimo è all'esterno del porto in un'area comunque demaniale, in via del Lazzaretto. Tale colonnina è pensata per accogliere non solo gli utenti portuali ma eventualmente anche gli abitanti di Civitavecchia che in questo modo non hanno necessità di accedere all'interno del porto per poterne usufruire.



Laddove i 5 punti individuati dovessero risultare insufficienti rispetto alle richieste del servizio, in futuro potranno essere individuate nuove aree e installate altre colonnine, essendo il sistema di gestione completamente integrabile e modulare.

13.15.3 Obiettivi dell'intervento

L'evoluzione del settore energetico ha dimostrato negli anni che l'innovazione porta ad una maggiore penetrazione dell'energia elettrica in tutti i settori rispetto alle altre forme di energia primaria (p.e. combustibili fossili). Tale fatto è evidente analizzando nella quotidianità domestica o

lavorativa quante e quali apparecchiature di uso comune sono alimentate ad energia elettrica. Il principale merito della crescita della penetrazione elettrica è sicuramente da attribuire alla digitalizzazione di moltissimi processi industriali e produttivi e più in generale lavorativi. Tuttavia, anche in settori dove la digitalizzazione non è la prerogativa principale la penetrazione elettrica è evidente e ne sono chiari esempi la diffusione delle pompe di calore elettriche che hanno sostituito le forme tipiche di riscaldamento a gas o a gasolio oppure l'impiego dell'energia elettrica nella cottura dei cibi attraverso forni e piastre elettriche a induzione. Si ritiene che tale evoluzione del settore energetico abbia da qualche anno investito anche il settore della mobilità, spinto evidentemente anche da motivazioni di carattere ambientale oltre che dalla variabilità del prezzo dei carburanti. Negli ultimi anni moltissime case costruttrici di veicoli, grazie all'evoluzione delle batterie, hanno sviluppato modelli commerciali di veicoli elettrici. Molti studi a livello nazionale e internazionale hanno fatto delle stime più o meno rosee sulla diffusione dei veicoli elettrici nei prossimi 15-20 anni: secondo l'RSE (Ricerca Sistema Energetico) si passerà da un 3% del parco auto al 2020 al 25% del parco auto al 2030 rappresentato da veicoli elettrici (sia auto completamente elettriche PEV che auto ibride PHEV). L'intenzione di supportare la diffusione dei veicoli elettrici è evidente nella strategia europea, per esempio, dalle forme di incentivazione all'acquisto di veicoli elettrici che molti governi dei paesi europei hanno attuato (per esempio in Austria, Belgio, Regno Unito e Germania).

Sulla base di tutte queste considerazioni, la Port Utilities S.p.A. intende fare la propria parte per agevolare con le proprie risorse e competenze la diffusione e l'utilizzo dei veicoli elettrici, mettendo a disposizione di tutta la comunità portuale e dei cittadini e dei passeggeri che quotidianamente vivono il porto una infrastruttura di ricarica pubblica. Investire in questo progetto significa per la società diversificare i servizi offerti ai propri utenti e soprattutto offrire un servizio aggiuntivo i cui benefici vanno oltre la semplice redditività economica. Nel contesto della città di Civitavecchia, infatti, il tema ambientale è molto sentito a causa della presenza di due grandi centrali di produzione di energia elettrica, di cui una a carbone, e al contributo all'inquinamento del porto, che con i notevoli traffici di navi e mezzi influenza negativamente la qualità dell'aria.

Trattandosi di un servizio, la redditività dello stesso dipende dalla reattività dell'utenza. La base di partenza deriva dalla constatazione della presenza di alcuni veicoli elettrici già in circolazione all'interno dell'area portuale, che vengono utilizzati nell'attività lavorativa quotidiana di alcune società. Altri operatori portuali, invece, hanno manifestato l'intenzione di acquistare alcuni mezzi elettrici e richiesto alla Port Utilities l'avvio del servizio di ricarica. Il potenziale di tale servizio non può comunque essere limitato a questi esempi riportati, dovendo sicuramente considerare l'affluenza dei turisti che ogni anno transitano nel porto di Civitavecchia. Infatti, nel solo anno 2015, il numero di auto al seguito dei passeggeri in partenza e in arrivo sono state più di 860.000 unità. A tale numero vanno aggiunti circa 5.000 veicoli dotati di passa di ingresso in porto, appartenenti a società e privati che per motivi lavorativi hanno necessità di accedere nell'area portuale. Applicando a tali numeri le percentuali di penetrazione delle auto elettriche rilevate in letteratura (da un 3% fino ad una crescita del 25% nel 2030 rispetto al parco auto totale in circolazione).

13.15.4 Cornice temporale

L'intervento promosso da Port Utilities Spa è stato approvato e in parte finanziato dalla Regione Lazio, nell'ambito del bando della Regione Lazio POR FESR 2014-2020 "Riposizionamento competitivo di sistemi e filiere produttive – Asse prioritario 3", "Avviso n. 1 Mobilità sostenibile e intelligente", pubblicato sul BURL n. 61 suppl. n.2 del 02/08/2016.

Tale intervento è già realizzato, e tale infrastruttura di ricarica è utilizzata dai diversi utenti portuali.

13.15.5 Fattibilità tecnico-economica

Le spese nel progetto sono ammontate a circa €.90.000,00 in gran parte dovute a:

- ÷ costo di acquisto delle 5 colonnine di ricarica per un importo complessivo di € 27.900,00. Le colonnine sono dotate di due prese e hanno il *case* in acciaio inox per resistere alle condizioni ambientali e corrosive dell'installazione in prossimità del mare. Rispetto ai prezzi di mercato le colonnine in acciaio inox sono leggermente più costose in considerazione del maggior costo dell'acciaio inox;
- ÷ costo di connessione delle colonnine alla rete di distribuzione portuale per un importo complessivo di circa € 27.000,00. Tali costi sono stati valutati sulla base del prezzario della Regione Lazio previa progettazione di massima della sezione dei cavi di connessione e degli interruttori a protezione delle linee, in base alle caratteristiche e alla distanza dalla cabina di distribuzione di partenza. Come descritto in precedenza tale costo deriva da un compromesso tra motivazioni di opportunità di installazione in punti a maggior visibilità e comodità di utilizzo, punti a maggior traffico e vicinanza alle cabine di distribuzione elettrica nonché di presenza di cavidotti di collegamento;
- ÷ costi di progettazione elettrica eseguita da professionista abilitato per un importo complessivo di € 2.500,00;
- ÷ costo di acquisto del sistema di gestione dell'infrastruttura di ricarica (incluso Modulo Roaming, portale per il pagamento mediante carta di credito, tessere RFID per i clienti fidelizzati) € 7.820;
- ÷ costo per la sensoristica, le apparecchiature Beacon e la rete LoRa e l'applicazione per smartphone per gli utenti del servizio € 25.000,00.

Tutti i costi prima elencati sono stati tratti da preventivi dei partner di progetto o da computi metrici estimativi con prezzi del prezzario della Regione Lazio 2012. Tutti i valori sono IVA esclusa.

Tutti i costi previsti rientrano tra gli investimenti materiali e immateriali del progetto per i quali si richiede una sovvenzione al 40% in regime *de minimis* in qualità di media impresa.

Dal punto di vista economico, l'Ente ne avrà un beneficio connesso alla presenza di punti di dove potere ricaricare i veicoli elettrici di cui si doterà, e non è previsto alcun investimento, in quanto esso è previsto attuarsi con fondi privati e finanziamenti regionali.

13.16 Riqualificazione impianto di illuminazione pubblica

Nell'ambito di quelli che sono gli obiettivi prefissati dalla modifica all'art. 4 bis della Legge 28 gennaio 1994 n. 84 ovvero un efficientamento dei consumi e una riduzione delle emissioni riconducibili al funzionamento del sistema porto, si presenta, di seguito, un intervento a livello "superficiale" sul sistema elettrico volto all'efficientamento energetico, alla sostenibilità ambientale e alla riduzione di costi di gestione e manutenzione.

Preliminarmente è stato necessario adottare un apposito Decreto Presidenziale (n.216 del 01.08.2019) al fine di ripartire i costi del servizio di illuminazione tra utenti privati e pubblica amministrazione, al fine di dare corso al dettato normativo.

All'interno della circoscrizione territoriale dell'Ente sono stati realizzati a cura e spesa dell'AdSP degli impianti destinati all'illuminazione sia di aree pubbliche che di aree in uso esclusivo a soggetti diversi dall'Autorità: la stessa linea elettrica alimenta oggetti destinati all'illuminazione di aree pubbliche e di aree in uso esclusivo a soggetti diversi dall'AdSP.

13.16.1 Intervento

Port Utilities in sede di gara a seguito della quale è stata stipulata la concessione di servizi rep.4228 del 16.01.2016, si era impegnata a sostituire tutti i corpi illuminanti di aree esterne con un sistema di illuminazione a LED al fine di ottenere una drastica riduzione dei consumi elettrici a carico degli utenti portuali. Nel PIF è riportata anche una tabella riassuntiva degli investimenti associati a tale iniziativa (€ 1.440.525,00). La ditta subordinava l'attuazione di tale investimento alla sottoscrizione di una "Convenzione per il risparmio energetico" tipo EPC.

A seguito di richiesta da parte della AdSP, PU ha comunicato la piena disponibilità ad avviare l'investimento afferenti la sostituzione dei corpi illuminanti relativamente all'illuminazione pubblica, come previsto dal Piano Industriale e Finanziario (nel prosieguo "PIF"), con un sistema di illuminazione a LED a partire dal 2019 (conclusione attività 2020); ciò, senza che tale investimento fosse subordinato al pagamento di alcuna contribuzione da parte della AdSP o la sottoscrizione di alcun atto che vincoli economicamente l'Ente e tenendo conto del pregiudizio subito dall'Ente per effetto di tale mancato investimento.

Inoltre, anche se il costo preventivato a base d'asta (comprensivo dell'estensione dell'investimento nei porti di Fiumicino pari ad €.188.449,82 e Gaeta pari ad €.215.870,18) è pari ad €.3.305.150,22, il costo imputato a tale investimento è quello indicato nel PIF (€ 1.440.525,00).

L'iniziativa è stata positivamente valutata da una società qualificata in materia (Byom Srl), con relazione assunta in data 22.07.2019 al n.9510 del protocollo dell'Ente.

Alla data della presente nota, Port Utilities Spa ha già avviato le procedure di gara relative all'acquisizione dei materiali da installare per dare corso all'investimento suddivise in tre lotti (importo complessivo pari ad €.3.026.313,00):

Lotto 1 – Proiettori a LED per torri faro – CIG 80124914BE: €.1.971.500,00;

Lotto 2 – Armature stradali – CIG 8012494737: €.283.500,00;

Lotto 3 – Apparecchiature varie – CIG 8012500C29: €.771.313,00.

Esperate le procedure di gara, ritardate dall'emergenza Covid 19, la società ha provveduto a sottoscrivere i relativi contratti di fornitura nell'ottobre del 2020.

13.16.2 Cornice temporale

Gli interventi prima riassunti sono previsti iniziare in base alla copertura finanziaria relativa a detto intervento, e si articoleranno secondo la seguente sequenza temporale:

- ÷ progettazione esecutiva, mesi 6 (già eseguita)
- ÷ bando di gara ed affidamento lavori: mesi 4 (già eseguito)
- ÷ realizzazione e collaudo: mesi 9 (in corso)

13.16.3 Fattibilità tecnico-economica

Con nota del 02.11.2020, Port Utilities ha trasmesso il cronoprogramma delle attività, a valle della conclusione delle gare ad evidenza pubblica sopra indicate allegato in copia al presente documento da cui si evince che la conclusione delle attività è prevista per il 14.05.2021.

La sostituzione di tutte le apparecchiature di illuminazione pubblica è in grado di fornire fino al 67% di risparmio sull'energia elettrica consumata rispetto alle apparecchiature preesistenti.

La sostituzione riguarda le apparecchiature installate su torri faro, lampioni e corpi illuminanti di vario tipo installati nelle aree più storiche e di pregio artistico dei porti. L'attività prevede l'installazione anche di un sistema di telegestione che consente la programmazione del dimmeraggio dell'illuminazione da eseguire in alcune ore della notte o addirittura il completo spegnimento delle apparecchiature di alcune aree in assenza di attività. Il sistema è anche in grado di fornire l'immediato stato delle apparecchiature in termini di regolarità del funzionamento e di prestazioni essendo quindi di ausilio nelle procedure di manutenzione, consentendo di eseguire interventi mirati in caso di anomalie.

Il costo imputabile a questo intervento è quello indicato nel P.I.F. alla base della concessione dei servizi rep.4228/2016 (e non quello reale, molto più alto), pari ad €1.440.525,00.

13.17 Riqualificazione impianto di illuminazione terminal crociere

Il terminal crociere del porto di Civitavecchia è gestito dalla società Roma Cruise Terminal srl che ha in concessione buona parte dell'antemurale Cristoforo Colombo, dalla banchina 10 alla banchina 13 sud. Sulla banchina 12 bis nord è stato realizzato nel 2018 il terminal Amerigo Vespucci che con i suoi 11.000 mq di superficie è uno dei terminal più grandi d'Europa destinato ad ospitare tutte le operazioni di imbarco e sbarco dei passeggeri crocieristi.

Il terminal ha a disposizione una superficie di 117.000 mq con circa 2 km di spazi di ormeggio.



13.17.1 Intervento

Le aree esterne sono illuminate con 17 torri faro da 25 o 30 m e con un numero complessivo di proiettori al sodio alta pressione da 1000 W pari a 119. La potenza complessiva impegnata dall'illuminazione esterna è di 119 kW. Il consumo di energia elettrica attuale si aggira intorno ai 450.000 kWh/anno.

La sostituzione dei proiettori al sodio alta pressione con proiettori a LED consentirebbe di risparmiare circa il 64,5% dell'energia elettrica rispetto all'attuale consumo. Tale risparmio sul consumo di energia elettrica porterebbe ad evitare l'emissione in atmosfera di circa 149 tonnellate equivalenti di CO₂.

L'illuminazione ha lo scopo di garantire la sicurezza della viabilità a terra e soprattutto la sicurezza delle navi in manovra durante le operazioni di ormeggio e disormeggio nelle banchine dell'antemurale o in transito all'interno del porto.

13.17.2 Cornice temporale

Gli interventi prima riassunti sono previsti iniziare in base alla copertura finanziaria relativa a detto intervento, e si articoleranno secondo la seguente sequenza temporale:

- ÷ progettazione esecutiva, mesi 2 (già eseguita)
- ÷ bando di gara ed affidamento lavori: mesi 4 (già eseguito)
- ÷ realizzazione e collaudo: mesi 2

13.17.3 Fattibilità tecnico-economica

La sostituzione dei proiettori delle torri faro che illuminano le banchine e i piazzali delle aree in concessione del terminal crocieristico presso l'antemurale Cristoforo Colombo del porto di

Civitavecchia hanno un costo stimato in €. 134.000,00, e saranno coperti con fondi della società concessionaria (R.C.T. Srl) concorrenti ad eventuali finanziamenti comunitari.

13.18 Riqualificazione impianto di illuminazione terminal container

Il terminal container del porto di Civitavecchia è affidato in concessione alla società Roma Terminal Container S.p.A.

Il terminal ha a disposizione una superficie di 225.000 mq per lo stoccaggio e la movimentazione dei container anche refrigerati e una banchina di 730 m di lunghezza con 15 m di pescaggio per l'ormeggio delle navi container durante il carico e scarico che avviene attraverso due gru ship to shore. Il terminal è in grado di movimentare 250 mila container all'anno.



13.18.1 Intervento

La movimentazione dei container all'interno del terminal quando eseguita la notte richiede degli alti livelli di illuminamento per consentire la corretta movimentazione e soprattutto la sicurezza degli operatori. Per tale motivo il terminal è scrupolosamente illuminato attraverso 30 torri faro da 30 m di altezza con 6 proiettori da 1.000 W al sodio alta pressione ognuna (180 proiettori in tutto) per una potenza complessiva di 180 kW. Il consumo di energia elettrica è attualmente pari a circa 650.000 kWh/anno.

La sostituzione dei proiettori al sodio alta pressione con proiettori LED consentirebbe un risparmio di circa il 30% rispetto agli attuali consumi con un abbattimento dell'emissione di CO₂ in atmosfera pari a circa 255 tonnellate all'anno. Ulteriori risparmi possono essere ottenuti mediante l'utilizzo del sistema di telegestione dei corpi illuminanti a LED che consentirebbe di spegnere alcuni proiettori o gruppi di essi quando all'interno del terminal non sono previste movimentazioni in orario notturno assicurando invece l'illuminazione del ciglio banchina accendendo esclusivamente l'ultima fila di torri faro lato mare.

13.18.2 Cornice temporale

Gli interventi prima riassunti sono previsti iniziare in base alla copertura finanziaria relativa a detto intervento, e si articoleranno secondo la seguente sequenza temporale:

- ÷ progettazione esecutiva, mesi 2 (già eseguita)
- ÷ bando di gara ed affidamento lavori: mesi 4 (già eseguito)
- ÷ realizzazione e collaudo: mesi 4

13.18.3 Fattibilità tecnico-economica

La sostituzione dei proiettori delle torri faro che illuminano le banchine e i piazzali delle aree in concessione del terminal container presso la Banchina n.25 del porto di Civitavecchia hanno un costo stimato in €. 307.000,00, e saranno coperti con fondi della società concessionaria (R.T.C. Spa) concorrenti ad eventuali finanziamenti comunitari.

13.19 Incremento affidabilità rete elettrica portuale

Importanti benefici verranno conseguiti da investimenti infrastrutturali atti a migliorare l'affidabilità della rete elettrica portuale.

A partire dal 2015 è stata avviata la sostituzione degli scomparti di media tensione attualmente utilizzati con altri c.d. “blindati” in grado di resistere maggiormente agli agenti atmosferici e soprattutto all'umidità e alla salinità tipica degli ambienti marini. Infatti, la prossimità delle cabine elettriche alle banchine portuali ha portato ad un precoce invecchiamento delle apparecchiature elettriche ivi contenute con un conseguente incremento statistico dei guasti e malfunzionamenti ed un incremento dell'impegno in termini di manutenzione. I nuovi scomparti hanno la particolarità di racchiudere gli interruttori e i sezionatori in un gas inerte (SF₆ – esafluoruro di zolfo) che impedisce all'umidità e alle impurità di arrivare a contatto con le parti elettriche preservandone la ottimale funzionalità.

13.19.1 Intervento

L'esperienza maturata dalla Port Utilities nella gestione del servizio elettrico portuale ha portato la società a riflettere sulle principali cause di guasto che statisticamente si sono verificate negli anni, per trovare delle soluzioni utili alla loro limitazione se non addirittura eliminazione. Tra tali cause è stato individuato un precoce invecchiamento e ammaloramento dei quadri di media tensione delle cabine dovuto all'incidenza dell'ambiente salino in prossimità del quale sono installate le apparecchiature. Si tratta di fenomeni corrosivi sui materiali isolanti dei quadri il cui cedimento provoca la generazione di scariche elettriche tra le parti attive (in tensione) dei quadri elettrici e le carcasse metalliche degli stessi, determinando l'intervento delle protezioni elettriche con conseguente interruzione dell'erogazione dell'energia elettrica. In tali casi, anche gli interventi di normale manutenzione del quadro risultano inutili e si deve procedere ad una totale sostituzione dello scomparto o del quadro.

Per porre rimedio a tale problema che riguarda tutte le cabine elettriche portuali con intensità differenti in base alla loro distanza ed esposizione rispetto al mare, la Port Utilities ha provveduto in un primo periodo alla chiusura di tutte le finestre di aerazione presenti nelle cabine e all'installazione di condizionatori d'aria che consentono di controllare sia la temperatura che la qualità dell'aria all'interno degli ambienti in modo da ridurre al minimo la presenza di salsedine e polveri, principali indiziate dei fenomeni corrosivi sui componenti elettrici. Dando priorità ai casi individuati come più critici, si è proceduto poi alla sostituzione dei quadri elettrici di media tensione con quadri di nuova generazione, c.d. “blindati” per la loro caratteristica di avere tutte le parti attive (come, per esempio, le sbarre di collegamento tra uno scomparto e l'altro, e non solo quelle di manovra e protezione come sezionatori e interruttori) isolate con SF₆ (esafluoruro di zolfo) anziché con semplice aria. L'esafluoruro di zolfo è un gas con ottime capacità dielettriche (3 volte maggiore dell'aria o dell'azoto), è chimicamente inerte, senza colore, senza odore, non è tossico e non è infiammabile ed è pertanto ottimo per tali tipi di applicazioni. L'SF₆ consente, insomma, di isolare le parti attive senza metterle in contatto con l'aria esterna e di nuova generazione è quello di occupare meno spazio in larghezza consentendo di installare nuovi scomparti per l'alimentazione di nuove utenze in media tensione o nuove cabine anche laddove gli spazi fisici all'interno delle

esistenti cabine elettriche risultano veramente limitati. Si tratta di un ulteriore vantaggio non trascurabile in previsione dell'ampliamento del porto e della flessibilità nel venire incontro alle mutevoli esigenze della realtà portuale.

Gli unici svantaggi dei nuovi quadri sono che l'esfluoruro di zolfo è un gas serra con potenziale 22.800 volte maggiore della anidride carbonica e per tale motivo può essere maneggiato solo da personale esperto, abilitato e certificato il cui intervento è necessario non nel normale esercizio dei quadri ma in occasione delle manutenzioni straordinarie che comportino il riempimento o lo svuotamento del gas. Inoltre, gli scomparti dei nuovi quadri hanno un'altezza maggiore di quelli attuali e non possono essere inclinati rispetto alla posizione eretta, pertanto sono necessarie delle modifiche edili porte delle cabine per poterli alloggiare all'interno. Alcune cabine non hanno una altezza sufficiente per ospitare i nuovi quadri: in tali casi, se l'ammaloramento dei quadri lo rende necessario, la Port Utilities procederà comunque alla sostituzione dei quadri con nuovi di modello identico a quello già presente; la chiusura delle finestre e l'aria condizionata dovrebbero consentire comunque una vita media dei nuovi quadri almeno pari a quella dichiarata dal costruttore.

Inoltre, verrebbe installato un sistema predittivo-gestionale dei flussi energetici in grado di sopperire a tutte le esigenze portuali con l'energia delle FER prima indicate.

13.19.2 Cornice temporale

Il programma sarà concluso nel corso del 2022. La sostituzione dei quadri è già avvenuta nelle cabine A2, B1, B2, C3, A3. Nei rimanenti mesi del 2019 la società procederà agli interventi nelle cabine D1 e D. Nel corso del 2020 è prevista la sostituzione del quadro della cabina C2, A1, Flavio Gioia e A5. Nel corso degli anni 2021 e 2022 sono in programma le rimanenti cabine A6, A4, C1, D2, E.

13.19.3 Fattibilità tecnico-economica

L'intervento in oggetto è interamente finanziato dalla Port Utilities Spa, in quanto reputa questo investimento utile ad aumentare la sostenibilità della concessione rep.4228/2016 di cui tale società è titolare.

L'investimento a carico di PU è stimato in almeno €.2.016.000,00, e comporterà una riduzione dei costi delle manutenzioni svolte dalla Società in misura maggiore a detto investimento, nel periodo residuale della concessione (avente scadenza fissata al 31.12.2030).

13.20 Digitalizzazione rete elettrica portuale

L'esigenza dell'AdSP di dotarsi di una propria rete di distribuzione dell'energia elettrica deriva da una scelta strategica fatta all'inizio degli anni 2000 legata alla necessità di avere una infrastruttura che potesse adattarsi alle esigenze del porto in sensibile crescita in quegli anni. Qualsiasi modifica di percorso o nuova area da servire poteva trovare immediata esecuzione essendo la rete di proprietà dell'Autorità Portuale e libera quindi dai vincoli imposti dal distributore di energia elettrica di zona. Grazie a tale importante scelta oggi il porto di Civitavecchia si trova con una rete elettrica estremamente performante, in grado di garantire la quasi totale continuità di esercizio grazie alla ridondanza dei componenti di cui è composta e alle scelte progettuali adottate in fase di realizzazione.

L'iniziativa proposta prevede una molteplicità di interventi volti a migliorare e riqualificare la rete elettrica portuale affinché sia sempre più efficiente e rispondente alle esigenze dell'utenza portuale, tesa a realizzare la prima rete neurale di gestione di un sistema elettrico portuale nazionale.

La digitalizzazione della rete elettrica portuale riguarda l'interconnessione tra il mondo fisico e quello virtuale-digitale tramite sensori e software, e coinvolge macchine, prodotti, sistemi informativi e di comunicazione e risorse umane. La digitalizzazione del sistema elettrico consente il controllo, la pianificazione e la previsione di alcune attività portuali determinando un sistema produttivo più efficiente e flessibile:

1. vengono acquisite le informazioni caratterizzanti la rete elettrica, per creare una registrazione digitale delle sue caratteristiche fisiche (temperatura, amperaggio, ecc.) e della rete di forniture (da R.E.N., rinnovabili locali, ecc.);
2. le diverse utenze elettriche portuali dialogano tra di loro, consentendo analisi avanzate e visualizzazione di dati in tempo reale da più fonti (potenza impegnata, durata fornitura, ecc.);
3. vengono applicati degli algoritmi e sistemi di automazione per tradurre decisioni e azioni dal mondo digitale in movimenti nel mondo fisico.

Con il termine “digitalizzazione” si intende l'applicazione delle tecnologie dell'Informazione e della Comunicazione (ICT-Information and Communications Technologies) in tutta l'economia, compresi i sistemi energetici. Alla base di questo processo di digitalizzazione vi sono la crescente capacità di produrre, trasmettere, immagazzinare ed elaborare enormi volumi di dati, unita alla maggiore connettività di persone e dispositivi. Un processo che ha la potenzialità di cambiare totalmente il tradizionale modello di business del settore energetico configurando uno scenario com-petitivo inedito, con effetti di non facile previsione per esempio sul piano occupazionale, dei costi, della sicurezza energetica ambientale e climatica.

A guidare questo processo vi sono sia le aziende energetiche (tra le prime ad aver adottato le tecnologie digitali, già negli anni 1970) e le società del settore digitale, che a loro volta stanno investendo nel settore energetico, in particolare in progetti rinnovabili per soddisfare il loro consumo di elettricità e in soluzioni di efficienza energetica dei data center, al fine di ridurre il fabbisogno energetico complessivo. Non meno rilevante è il ruolo dei policy makers e dei consumatori.

L'impatto della digitalizzazione sui consumi di energia ottimizzerà l'utilizzo delle risorse ed infrastrutture disponibile, e dipenderà dal livello di automazione, dalle barriere normative e dalla risposta dei consumatori

L'impatto sui costi dovrebbe invece essere nel segno di una loro riduzione, mentre le incognite riguardano soprattutto il quantum e il suo effetto sulla concorrenza tra le fonti. L'industria Oil & Gas, ad esempio, attraverso l'uso diffuso delle tecnologie digitali, potrebbe ridurre i costi di produzione tra il 10% e il 20%, mentre le risorse tecnicamente recuperabili potrebbero essere incrementate di circa il 5% a livello globale. Nel settore elettrico, invece, la digitalizzazione può potenzialmente portare a enormi risparmi superiori al 5% dei costi totali annui.

Oltre all'impatto sui costi, la digitalizzazione sta portando fondamentali cambiamenti a livello di sistema, abbattendo i tradizionali confini tra domanda e offerta di energia. È possibile identificare almeno tre principali ambiti di trasformazione del sistema elettrico che le tecnologie digitali possono agevolare, in particolare: il demand response per l'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili, l'implementazione dello smart charging per i veicoli elettrici e la generazione distribuita.

Le tecnologie digitali trasformeranno il sistema elettrico in 3 ambiti: il demand response per integrare le rinnovabili non programmabili, lo smart charging per i veicoli elettrici, la generazione distribuita.

13.20.1 Demand response

Il *demand response* integrato con le rinnovabili non programmabili può infatti, insieme allo storage, contribuire a integrare una quota maggiore di rinnovabili non programmabili in modo economicamente sostenibile e ad accelerare la decarbonizzazione del settore elettrico, ovvero senza il bisogno di ricorrere ad impianti convenzionali alimentati a carbone o a gas, come avviene attualmente e che ha portato alla necessità di creazione del capacity market.

13.20.2 Smart charging per veicoli elettrici (navi incluse)

Lo *smart charging* è di interesse in quanto concentrando la ricarica dei veicoli elettrici nelle ore del giorno in cui la generazione rinnovabile è più alta potrebbe ridurre la necessità di capacità di generazione aggiuntiva, offrendo risparmi significativi per il sistema. Serve quindi una ricarica intelligente che a sua volta richiede un'infrastruttura digitale per consentire la comunicazione tra i punti di ricarica e la rete elettrica, così da essere in grado di modulare la domanda elettrica. Il potenziale è enorme e tale da evitare enormi investimenti connessi a sistemi energetici non digitalizzati. La ricarica intelligente consentirà la comunicazione tra i punti di ricarica e la rete elettrica, così da modulare la domanda elettrica

13.20.3 Generazione distribuita

La generazione distribuita potrebbe invece trasformare radicalmente l'attuale funzionamento del sistema elettrico, determinando una riduzione dell'elettricità generata e distribuita attraverso la rete e portando a una potenziale riduzione dei ricavi delle utility e rimodellando in primis l'esperienza dei consumatori, proprio perché la digitalizzazione ridefinisce la loro interazione con i fornitori di energia.

13.20.4 Digital resilience e privacy

Il sistema energetico dovrà tenere conto delle criticità di sicurezza, in quanto se, da un lato, la digitalizzazione può portare molti benefici positivi, dall'altro può anche rendere i sistemi energetici più vulnerabili agli attacchi informatici. Quel che chiama nuovamente in ballo i policy makers che dovranno bilanciare le preoccupazioni relative alla privacy con questi altri obiettivi, tra cui la promozione dell'innovazione e le esigenze operative delle utility.

13.20.5 La smart grid del sistema elettrico portuale

La conformazione impiantistica e le caratteristiche del porto di Civitavecchia sono un *unicum* in campo nazionale e comunitario: il porto, infatti, ha un proprio sistema di distribuzione elettrica che lo rende simile ad una isola energetica, inoltre ha dimensioni e fabbisogni non elevati (soprattutto per quanto concerne le attività basate a terra).

Queste caratteristiche specifiche rendono il porto di Civitavecchia adatto sin da subito alla sua completa digitalizzazione energetica attraverso la creazione di una *smart grid*, che verrà in seguito implementata a *smart energy grid* che si propone non solo di gestire ed ottimizzare i sistemi elettrici portuali, ma anche il fabbisogno di idrogeno verde.

13.20.6 Unicità della rete elettrica del porto di Civitavecchia

La rete elettrica portuale è connessa alla rete elettrica nazionale in un nodo principale (in Media Tensione, Via Flavio Gioia), ed in altri due. Da tali punti di consegna si origina la rete elettrica del porto di Civitavecchia, che ha caratteristiche uniche nel contesto nazionale e che ben si presta ad essere implementata secondo il paradigma 4.0., considerata anche la sua ridotta estensione (il porto di Civitavecchia occupa circa tre chilometri e mezzo di costa, ed ha una profondità media di circa un chilometro, circa kmq. 4).

Come visto la rete elettrica portuale si compone delle seguenti parti principali: sottostazione di distribuzione, linea di distribuzione primaria, trasformatori di distribuzione, distributori, interruttori di rete.

La scelta di uno schema di distribuzione dell'energia elettrica è un problema secondo solo all'analisi delle esigenze di carico e delle caratteristiche delle fonti. Una volta che il tipo e l'architettura dello schema opportuno per le esigenze di servizio è stato scelto, è necessario analizzare le condizioni nominali e transienti della rete, al fine di confrontare le possibili alternative e fare le scelte definitive sullo schema da adottare.

Esistono quattro differenti tipi di rete di distribuzione elettrica:

- ÷ radiale,
- ÷ ad anello,
- ÷ a linee parallele,
- ÷ a maglie, o interconnesso.

13.20.6.1 Sistema di distribuzione in uso in molti porti italiani

Nei primi sistemi di distribuzione di energia elettrica, in uso nella quasi totalità dei porti italiani, il sistema di distribuzione era quello radiale: diverse linee di distribuzione uscivano radialmente dalla sottostazione ed erano collegate al primario del trasformatore di distribuzione.

Questo sistema di distribuzione ha il grosso svantaggio che, in caso di guasto della linea, gli utenti associati non ricevono alcuna energia in quanto non esiste un percorso alternativo per alimentare

il trasformatore, per cui l'alimentazione verrebbe interrotta. Anche in caso di guasto del trasformatore, l'utente del sistema di distribuzione radiale non sarebbe alimentato.

Le sottostazioni di tale tipologia di reti ricevono la sua energia dalla rete di trasmissione, la potenza viene ridotta con un trasformatore ed inviata ad un bus da cui le linee si aprono in tutte le direzioni, trasportando la potenza ad altre sottostazioni. Nel caso in cui una linea sia guasta, il dispositivo di protezione spegne questa linea, il che implica che tutte le sottostazioni a valle e anche le relative linee vengono disalimentate, riducendo l'affidabilità di questa tipologia di rete.

13.20.6.2 Sistema di distribuzione in uso nel porto di Civitavecchia

Anche il porto di Civitavecchia era originariamente dotato di questa tipologia di schema distributivo. Al fine di eliminare le criticità proprie del sistema distributivo originario, l'Ente ha promosso l'introduzione di un sistema principale ad anello per la distribuzione dell'energia elettrica all'interno del porto di Civitavecchia. L'anello di distribuzione portuale è alimentato da più di una linea, e pertanto in caso di guasto (o per procedere alla necessaria manutenzione) il distributore dell'anello è ancora energizzato da altre linee ad esso collegate. In questo modo la fornitura agli utenti portuali non è influenzata anche quando una linea elettrica va fuori servizio.

Inoltre, il sistema principale ad anello è dotato anche di diverse sezioni isolate. Se si verifica un guasto su una qualsiasi sezione dell'anello, questa sezione può essere facilmente isolata aprendo i relativi isolatori di sezione direttamente su entrambi i lati del trasformatore difettoso. In questo modo, l'alimentazione degli utenti collegati alla zona non difettosa può essere facilmente mantenuta anche quando una sezione dell'anello è in arresto per qualche ragione.

Un sistema ad anello, come suggerisce il nome, passa attraverso l'area servita e ritorna al punto originale. L'anello, inoltre, può essere facilmente collegato ad una fonte di energia rinnovabile. Posizionando gli interruttori in posizione strategica può essere fornita energia all'utente da entrambe le direzioni: se per qualche ragione (ad esempio un guasto) una fonte di energia viene meno, gli interruttori vengono azionati e l'alimentazione può essere fornita all'utente dall'altra fonte.

Appare evidente che la scelta impiantistica operata dall'AdSP offre una maggiore continuità del servizio rispetto al sistema radiale, con solo brevi interruzioni per la commutazione. In caso di interruzioni di corrente dovute a guasti della linea, il Gestore deve solo trovarli e staccarsi per ripristinare il servizio. Il guasto stesso può quindi essere riparato con una minima interruzione della corrente.

Il numero di linee elettriche collegate al sistema di distribuzione di energia elettrica ad anello dipende da:

- ÷ richiesta massima del sistema: se è superiore, più linee alimentano l'anello;
- ÷ lunghezza totale dell'anello: se la sua lunghezza è maggiore, per compensare la caduta di tensione della linea, più linee vanno collegate al sistema ad anello;
- ÷ regolazione della tensione richiesta: il numero di linee collegate dipende anche dalla caduta di tensione ammissibile della linea.

Gli anelli portuali risultano inoltre interconnessi, configurando un sistema distributivo di tipo "a maglie" che incrementa ancora di più l'affidabilità del sistema elettrico.

Inoltre, l'attuale rete elettrica è in grado di auto-bilanciarsi in maniera autonoma, in quanto alcune utenze diurne vengono compensate da utenze notturne, senza la necessità di installare software gestionali: questo ha consentito all'AdSP di non incrementare la potenza impegnata dalla rete elettrica portuale presso la R.E.N., che risulta costante da oltre 15 anni (malgrado l'aumento esponenziale dei traffici, soprattutto passeggeri, vale a dire quelli più energivori).

13.20.7 Trasformare la rete elettrica in una rete intelligente

L'aver realizzato un sistema di distribuzione "a maglie" oltre a rendere il sistema molto affidabile rende possibile la sua implementazione al fine di renderlo coerente con il paradigma 4.0.

Infatti, la rete elettrica portuale costituisce l'hardware che rende possibile la sua implementazione a rete elettrica intelligente. Senza la rete (grid) non è possibile avere una rete intelligente (smart grid), e questo costituisce un unicum nel mondo portuale italiano, per estensione e capillarità del sistema elettrico gestito da una AdSP.

Per trasformare la grid in smart grid, sono comunque necessari alcuni interventi sulla rete (chiusura di alcuni anelli e contro-alimentazione) appresso descritti.

Una volta completata questa fase la rete verrà dotata di una serie di sensori che dialogheranno con software dedicato, che inizialmente analizzerà il flusso di dati rilevati per scopi propri dell'AdSP (attraverso il Gestore della rete):

- ÷ analisi dei flussi energetici al fine di determinare l'ottimale uso dell'energia rinnovabile prodotta;
- ÷ monitoraggio delle emissioni di anidride carbonica;
- ÷ rilevamento delle criticità del sistema elettrico sulla scorta delle quali implementare il relativo programma manutentivo al fine di incrementare l'affidabilità del sistema elettrico.

Inoltre, sulla base di appositi protocolli al software di gestione possono essere trasferiti anche dati acquisiti direttamente dagli utenti portuali (in prima battuta i più energivori), al fine di rendere coerente la gestione della rete elettrica, per quanto possibile, con gli interessi dei singoli utenti.

13.20.7.1 Gestione flussi energetici

La rete elettrica portuale, una volta implementata secondo il Paradigma 4.0, consentirà di gestire quanto meno i flussi energetici secondo quanto segue:

- ÷ puntuale monitoraggio della qualità delle forniture elettriche al fine di determinare gli utenti portuali che devono provvedere a rifasare la loro fornitura;
- ÷ interconnessione della linea elettrica proveniente dalla R.E.N. (con funzione di solo backup) con le linee provenienti dagli impianti F.E.R. (attraverso le quali procedere alla decarbonizzazione del sistema portuale);
- ÷ determinazione del periodo di consegna alla R.E.N. della eventuale sovrapproduzione di energia da F.E.R. portuali, anche attraverso l'ottimale utilizzo del sistema di accumulo;
- ÷ gestione delle forniture dirette di energia elettrica (in corrente continua) prodotte dalle F.E.R. per elettrificare gli accosti delle navi in sosta.

13.20.7.2 Monitoraggio delle emissioni di GHG

Il monitoraggio delle emissioni di GHG correlato al presente documento verrà implementata come segue:

- ÷ correlazione delle forniture di energia elettrica, ai fattori emissivi associati (reali o derivanti da contratti) in modo da determinare le relative emissioni di GHG;
- ÷ ripartizione delle emissioni di GHG in funzione di una delle quattro matrici merceologiche previste dal DEASP (pax crociere, pax traghetti, merci traghetti, merci cargo).

13.20.7.3 Gestione procedure manutentive

L'azione manutentiva verrà implementata come segue:

- ÷ rilevamento in tempo reale di interruzioni, non programmate, delle forniture di energia elettrica, con esatta indicazione dei tratti di rete interessati;
- ÷ determinazione delle implementazioni necessarie a rendere la rete elettrica congrua con le previsioni di incremento dei carichi elettrici sottesi alla rete, conseguenti al programma di decarbonizzazione;
- ÷ monitoraggio delle azioni di manutenzione programmata;
- ÷ correlazione delle azioni manutentive con l'approvvigionamento dei materiali di consumo, e gestione del reparto scorte.

13.20.8 Chiusura degli anelli e contro-alimentazione

La rete elettrica portuale di media tensione presenta due punti di connessione in media tensione con la rete di distribuzione pubblica denominati Via Flavio Gioia e Largo della Pace. Da questi due punti di connessione proviene circa il 90% dell'energia elettrica consumata nel porto. Il restante 10% è prodotto all'interno del porto da impianti fotovoltaici o proviene da altri punti di connessione in bassa tensione. Come intuibile, l'indisponibilità della rete del distributore pubblico in uno dei punti di fornitura principali determina un blackout all'interno del porto per gran parte delle utenze ivi presenti. Quindi per quanto la rete portuale sia internamente efficiente e performante, in assenza della "sorgente" non è in grado di garantire l'alimentazione elettrica.

Per ovviare a questo problema, oltre a cercare di produrre internamente la maggior parte di energia possibile attraverso le fonti distribuite presenti localmente (fonte solare, eolica e mareomotrice), dal punto di vista tecnico la rete può dotarsi di una connessione che consenta di collegare i due punti di fornitura principale in modo da poter garantire una contro-alimentazione tra i due in caso di indisponibilità di uno. Poiché la connessione diretta tra i due punti di fornitura richiederebbe un intervento molto costoso e tecnicamente complesso, si è pensato di eseguire una connessione indiretta, collegando cioè tra loro due cabine elettriche che prendono alimentazione dai due differenti punti di fornitura e più precisamente le cabine D2 (che prende alimentazione da Largo della Pace) e C2 (che prende alimentazione da Via Flavio Gioia) che si trovano a circa 200 m di distanza tra loro. Con tale connessione si otterrebbe anche la chiusura degli anelli C e D che sono gli unici due anelli di media tensione rimasti aperti.

L'intervento prevede la posa di circa 200 m di cavo di media tensione in un percorso in parte esistente. Per consentire la posa del cavo nei punti in cui non è presente il percorso o nei punti in cui il percorso presente risulta impraticabile, sarà necessario effettuare degli scavi. Nelle cabine invece risultano già disponibile gli interruttori di media tensione ai quali andranno attestati i quadri. Siccome le regole tecniche non consentono di collegare stabilmente due punti di fornitura, gli interruttori che consentono la contro-alimentazione dovranno rimanere sempre aperti durante il

normale esercizio e dovranno essere chiusi solo in caso di indisponibilità di una delle due forniture. Affinché le operazioni di apertura e chiusura degli interruttori possano essere tempestivamente effettuate è necessario dotarsi di un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) o EMS (Energy Management System) che consenta in modo automatico la gestione degli interruttori, mentre l'intervento fisico di un tecnico porterebbe alla perdita di minuti importanti con conseguenti disservizi.

13.20.9 Collegamento ad impianti di produzione ed accumulo retroportuali

La caratteristica necessaria alla decarbonizzazione dei traffici portuali è la sua integrale alimentazione con F.E.R., attraverso la disconnessione dal sistema elettrico nazionale (ancora alimentato con fonti fossili).

Come ampiamente illustrato nel presente DEASP, l'AdSP intende promuovere la realizzazione di impianti F.E.R. che considerato il fabbisogno energetico portuale andranno necessariamente vanno posizionati all'esterno degli ambiti portuali: gli ambiti portuali sono destinati alla movimentazione di merci e passeggeri.

Carattere dirimente per la sostenibilità economica del processo di decarbonizzazione è l'inquadramento normativo della rete elettrica portuale: le reti elettriche portuali sono state recentemente classificate da ARERA come Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC).

Il collegamento degli impianti di produzione primaria esterni agli ambiti portuali, anche se gestiti dall'Ente, alla rete elettrica portuale risulta di fondamentale importanza al fine di non procedere ad una decarbonizzazione compensativa: le emissioni di GHG portuali vengono compensate dall'energia elettrica prodotta dagli impianti retroportuali e consegnata alla rete elettrica portuale.

Pertanto, uno degli obiettivi del DEASP è quello della modifica normativa inerente alle reti elettriche portuali al fine di rendere coerente il dettato normativo vigente con le indicazioni nazionali e comunitarie che, alla data del presente DEASP, non consentono il collegamento diretto degli impianti di produzione retroportuali alle utenze portuali.

La digitalizzazione della rete elettrica portuale prevede la possibilità di connessione e pertanto quanto appresso descritto parte dal presupposto che venga modificato il vigente dettato normativo al fine di procedere ad una decarbonizzazione diretta dei traffici marittimi e portuali di Civitavecchia (e non solo indiretta come oggi imposto dalle norme per gli ASDC).

13.20.10 Allestimento/riqualificazione cabine elettriche portuali

Ci sono zone del porto in cui la rete elettrica portuale non è particolarmente sviluppata e le utenze sono ancora servite dal distributore locale (e-distribuzione).

Si tratta delle zone del porto che non sono state ancora riqualificate e che saranno oggetto di lavori a breve. In occasione della riqualificazione delle aree sarà necessario realizzare nuove cabine o riqualificare quelle esistenti per consentire l'alimentazione delle utenze elettriche che saranno create in tali aree.

La nuova cabina che andrà allestita è denominata Santa Rosa e dovrà sostituire una cabina esistente che era appartenuta alle Ferrovie dello Stato che hanno ormai dismesso le attività all'interno del porto. L'attività consiste nel rimuovere le vecchie apparecchiature contenute all'interno del locale e nell'installare apparecchiature più moderne e funzionanti.

La cabina che va riqualificata si chiama Saraceno Sud e fu realizzata circa quindici anni. Attualmente serve poche utenze e una sua riqualificazione consentirebbe di alimentare molte più utenze.

L'intervento prevede la realizzazione di un nuovo quadro di media tensione e di bassa tensione in un locale adiacente a quello che attualmente ospita le apparecchiature. La riqualificazione della cabina consentirà anche di eliminare la promiscuità nell'uso di un locale condiviso con e-distribuzione.

13.20.11 Misurazione ed utilizzo dei flussi energetici

Come accennato nel primo intervento, la rete elettrica sarà dotata di un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) o EMS (Energy Management System) che consenta di acquisire tutte le informazioni rilevanti dalla rete e consenta di gestire i flussi di energia tra impianti di produzione e consumo e un eventuale accumulo. La sola possibilità di conoscere esattamente come l'energia circola nella rete, sapere quali sono i punti di maggior consumo e i picchi di potenza sono informazioni molto importanti per la programmazione degli interventi sulla rete, per l'ottimizzazione e la pianificazione dei futuri ampliamenti.

Per ottenere tali informazioni è necessario posizionare i necessari strumenti di misura da cui acquisire i dati su cui basare opportuni algoritmi predittivi destinati ad ottimizzare l'utilizzo dell'energia elettrica disponibile (e di "idrogeno verde" quando disponibile):

- ÷ energia elettrica prelevata direttamente (qualora ammissibile per Legge) da F.E.R. gestite da AdSP;
- ÷ energia elettrica prelevata direttamente (qualora ammissibile per Legge) da sistemi di accumulo gestiti da AdSP;
- ÷ energia elettrica prelevata dalla rete elettrica nazionale;
- ÷ "idrogeno verde" (quando disponibile) da utilizzare presso gli ambiti portuali (per utenze basate a terra, veicoli terrestri e navi).

Infatti il sistema inerente alla produzione e al consumo dell'energia elettrica sta vivendo una profonda evoluzione, anche sulla spinta delle Istituzioni Italiane e Comunitarie: stanno cambiando le figure coinvolte sia dal punto di vista della produzione che del consumo, il mercato sta assumendo nuove forme caratterizzate da una sempre maggiore coscienza ambientale, con una transizione alle energie rinnovabili incoraggiata anche dai governi degli Stati dell'Unione Europea e di molte altre nazioni.

Lo scopo prefissato dall'AdSP è quello della sostituzione del gestore e distributore di energia elettrica centralizzato, in favore di una pluralità di soggetti, di impianti rinnovabili sparsi su tutto il territorio di competenza della AdSP che provvederanno direttamente alla produzione e alla distribuzione dell'elettricità. Per concretizzare tale sistema energetico interamente alimentato da energie rinnovabili, è necessario ovviare al problema dell'imprevedibilità della produzione elettrica: fonti fotovoltaiche ed eoliche hanno picchi legati a condizioni meteo non controllabili e quindi bisogna pensare a come impedire che la rete vada in sovraccarico; l'altra questione si trova al polo opposto, ovvero come assicurare la fornitura energetica di notte, in caso di maltempo o quando non c'è vento.

I diversi interventi illustrati nel DEASP mirano a creare meccanismi di controllo e di ottimizzazione, che si rafforzano a vicenda:

- ÷ **sistemi di accumulo**, con l'integrazione di batterie fotovoltaiche per incamerare e conservare quell'energia che, nel momento in cui viene prodotta, supera il fabbisogno portuale, si crea un vantaggio sia per l'utente portuale. La rete, infatti, trova a sua disposizione piccoli depositi in cui stoccare temporaneamente i picchi energetici e la cui somma fornisce la capacità necessaria a far fronte al momento di criticità (inizialmente previsti solo nelle aree retroportuali del c.d. comparto 2); in senso opposto, è possibile attingere all'energia accumulata da alcuni nodi della rete per fornirla a quelli che si trovano in una situazione di scarsa produzione;
- ÷ **smart grid**, questo scambio energetico è possibile solo a fronte di sistemi intelligenti integrati con la batteria fotovoltaica, in grado di monitorare la propria produzione e di dialogare con gli altri nodi della rete, per individuarne le esigenze, prevederne le criticità e quindi ottimizzare la gestione di quanto prodotto dall'impianto fotovoltaico;
- ÷ **Internet of Things (IoT)**, l'interconnessione di diversi dispositivi è un altro modo per mantenere il controllo sia della rete che della produzione individuale; oltre al dialogo tra i diversi dispositivi di accumulo permesso dalla smart grid, il singolo prosumer può monitorare e regolare a distanza le prestazioni del proprio impianto fotovoltaico con apposite applicazioni, in grado perfino di utilizzare l'energia accumulata nelle batterie per alimentare elettrodomestici pre-programmati (ad esempio la lavatrice) e ottimizzare sia il consumo energetico che il proprio tempo;
- ÷ **Blockchain**, visto il costante scambio di informazioni all'interno di questo sistema di digital energy, la questione della sicurezza e della protezione dei dati diventa fondamentale. Prendendo spunto dai sistemi peer-to-peer online, la miglior soluzione al problema è il meccanismo della blockchain, un approccio alla gestione dei dati che permette tanto la condivisione e la verificabilità delle informazioni, quanto la loro difesa da tentativi di furto o di modifica. Ogni transazione è verificata dai nodi della rete e la sua registrazione viene aggiunta a una catena di dati condivisa, con il risultato che essa diventa decentralizzata, senza un database centrale violabile e senza punti portanti il cui malfunzionamento può compromettere la rete nella sua interezza.

13.20.12 Indicatori energetici

Una volta realizzata una efficiente rete di misurazione ed elaborazione dei flussi energetici, la digitalizzazione della rete elettrica portuale prevede una analisi delle caratteristiche del sistema energetico portuale che consenta di evidenziare e spiegare, con riferimento ad un certo periodo di tempo, i cambiamenti che si sono manifestati nelle modalità di impiego delle fonti energetiche nei diversi settori d'uso (cabotaggio, crocieristico, commerciale), sintetizzate nelle 4 diverse matrici merceologiche omogenee alla base del presente DEASP:

- ÷ passeggeri crocieristi,
- ÷ passeggeri cabotieri,
- ÷ merci cabotiere
- ÷ merci mercantili.

Nel DEASP si sono utilizzati i dati assoluti forniti dai bilanci energetici, ed anche specifici rapporti espressione sintetica dell'andamento di serie storiche energetiche rispetto ad altre (correlazione tra fabbisogno energetico e traffici portuali). L'analisi energetica si è avvalsa dei parametri relativi alle attività economiche portuali, poiché l'energia è uno dei fattori produttivi utilizzati nelle stesse attività e pertanto è importante analizzare le modalità del suo impiego, ovvero il rendimento o efficienza. I rapporti tra grandezze energetiche e variabili economiche, strutturali, demografiche, etc., calcolabili, in base ai dati disponibili, per ogni settore di attività economica ai diversi livelli di aggregazione territoriale, vengono definiti *Indicatori di efficienza energetica*.

Il concetto di efficienza energetica è utilizzato per indicare i progressi compiuti negli interventi atti ad assicurare un uso "razionale" dell'energia. Progressi che si identificano in una migliore utilizzazione dell'energia sia nella prestazione di un servizio che nella produzione di un bene e che consentono una riduzione dei consumi energetici a parità di servizio fornito o di produzione realizzata.

Lo scopo del calcolo degli indicatori è di poter fare un'analisi dettagliata e comparata. Le analisi consentono quindi di evidenziare situazioni particolari per le quali si possano avanzare le prime ipotesi di interventi tesi all'ottimizzazione degli impieghi energetici nei diversi settori di consumo e quindi di effettuare congetture sull'evoluzione futura. Il calcolo degli indicatori energetici richiede la disponibilità di serie storiche omogenee ed attendibili relative sia alle variabili energetiche che a quelle economico, strutturali e demografiche. A questo scopo possono essere utilizzate statistiche ufficiali o, in mancanza, stime ad hoc.

Il consumo di energia del porto è strettamente legato al suo livello di attività economica. Il rapporto tra le due grandezze (volume dei traffici e consumo interno lordo di energia) è definito intensità energetica ed è un indicatore, seppur grezzo e aggregato, dell'efficienza energetica portuale. Trattandosi di un rapporto, tanto più basso è il valore dell'intensità energetica tanto più aumenta l'efficienza energetica della economia portuale.

L'intensità energetica è un indicatore fortemente correlato allo sviluppo economico del porto e l'efficienza energetica non è l'unica variabile che influenza l'intensità: altri fattori, quali i cambiamenti nella struttura economica ed industriale, gli stili di vita e le condizioni climatiche, hanno un impatto sull'andamento di questo indicatore. Quindi una riduzione dell'intensità energetica non sempre e non solo indica un miglioramento dell'efficienza energetica: ad esempio il passaggio da una struttura produttiva ad alto consumo di energia verso una a basso consumo di energia, a parità di condizioni, determina una riduzione dell'intensità energetica che non è associata ad un incremento dell'efficienza energetica.

La struttura economica del porto gioca, quindi, un ruolo importante nel determinarne la relativa intensità energetica che è sintetizzata nella intensità energetica settoriale (da attribuire a ciascuna delle 4 matrici economiche omogenee), definita dal rapporto tra il consumo finale associato ad una delle matrici merceologiche omogenee prima indicate (peraltro, sintetizzata nel calcolo del footprint settoriale).

13.20.13 Analisi dei dati temporali

Strumenti adeguati ed importanti per una pianificazione efficiente ed efficace risultano utili in molte iniziative portuali dove è necessario predire comportamenti e pianificare le azioni future. Il

vantaggio di avvalersi di tali strumenti è quello di essere meno soggetti ad eventi inattesi in quanto si attua un approccio più scientifico riguardo alla conoscenza dell'ambiente in cui si opera. Sono state sviluppate numerose tecniche predittive che sono classificate in due categorie generali:

- ÷ **tecniche quantitative**, basati su metodi statistici; e
- ÷ **tecniche qualitative**, basate prevalentemente su giudizi.

I metodi di tipo quantitativo possono essere impiegati quando:

- ÷ sia disponibile una sufficiente informazione sull'evoluzione passata del fenomeno;
- ÷ tale informazione possa essere quantificata;
- ÷ si possa assumere che le caratteristiche dell'evoluzione passata continuino a sussistere nel futuro, al fine di effettuare la previsione.

L'applicazione del corretto metodo di previsione si basa sulla migliore identificazione della relazione che c'è fra la variabile da prevedere e il tempo (oppure altre variabili che hanno il ruolo di predittori). Le tecniche o metodi di tipo quantitativo sono numerosi ed applicati nell'ambito di numerose discipline. Nella maggioranza dei casi le tecniche quantitative sono di tipo formalizzato; esse richiedono cioè l'impiego di metodologia statistico-matematica a livello più o meno elevato.

È importante soffermarci sulla categorizzazione interna ai metodi quantitativi fra: metodi di analisi delle serie storiche e metodi esplicativi. Questi ultimi assumono che la variabile da prevedere possa essere messa in relazione con una o più variabili indipendenti o esplicative. Tali tecniche di previsione impiegano i metodi di regressione e quindi la fase principale dell'analisi consiste nella specificazione e stima di un modello che mette in relazione la variabile da prevedere (variabile risposta) e le variabili esplicative. Queste, spesso, hanno la funzione di variabili strumentali rispetto alle quali si esplicita l'andamento del fenomeno da prevedere. Nella fase di previsione vera e propria è quindi richiesta la conoscenza dei livelli futuri delle variabili esplicative che, sostituiti nella formula stimata del modello, forniscono la previsione per la variabile di interesse dello studio. I metodi esplicativi risultano di particolare utilità ed efficacia quando la variabile esplicativa è direttamente manipolabile dal decisore.

Nell'analisi delle serie storiche, invece, il fenomeno da prevedere viene trattato come una scatola nera in quanto non si cerca di individuare i fenomeni che lo possano influenzare. L'obiettivo di questo approccio consiste nell'identificazione dell'evoluzione passata del fenomeno e nella estrapolazione del sentiero percorso per ottenere una previsione. In altre parole, il fenomeno da prevedere viene modellato rispetto al tempo e non rispetto ad una variabile esplicativa. Questa impostazione si rivela senz'altro utile quando:

- ÷ il fenomeno è poco conosciuto, oppure è difficile individuare (misurare) le relazioni che questo ha con altri fenomeni;
- ÷ si è interessati a conoscere ciò che accadrà e non il modo in cui accadrà.

Gli approcci o metodi di tipo qualitativo non richiedono dati o informazioni formalizzate. Essi si basano soprattutto su giudizi e sull'esperienza accumulata e sono prevalentemente usati per indicare tendenze più che per prevedere specifici valori numerici. Sono quindi a disposizione degli utenti un vasto numero di strumenti di previsione che variano per: l'informazione necessaria, il livello di

formalizzazione e di trattamento statistico-matematico, l'orizzonte temporale di previsione, il costo.

Dall'analisi di queste serie storiche di misurazione derivano i dati di input per i diversi modelli previsionali che potranno essere utilizzati.

13.20.14 Gestione flussi energetici (rete neurale)

L'obiettivo finale del processo di digitalizzazione è la creazione di una rete neurale che gestisca i diversi flussi energetici del sistema portuale. Le reti neurali artificiali (Neural Networks) sono nate per riprodurre attività tipiche del cervello umano come la percezione di immagini, il riconoscimento di forme, la comprensione del linguaggio, il coordinamento senso-motorio, etc. Esse prendono spunto dalle caratteristiche del cervello umano e dall'interazione che avviene a livello del singolo neurone e in gruppi di essi. Nel sistema nervoso esistono miliardi di neuroni (cellule nervose).

La combinazione in/out, ovvero la funzione di trasferimento della rete, non viene programmata ma viene ottenuta attraverso un processo di "addestramento" con dati empirici. La rete apprende la funzione che lega l'output con l'input attraverso le presentazioni di esempi corretti di coppie (input, output). Per ogni input presentato alla rete, durante il processo di apprendimento, la rete fornisce un output che si discosta di una certa quantità dall'output desiderato: l'algoritmo di addestramento allora modifica alcuni parametri della rete e li avvicina ai valori ottimali per la soluzione dell'esempio; in questo modo l'algoritmo cerca di "accontentare" tutti gli esempi un po' per volta. I parametri di cui si parla sono essenzialmente i pesi o fattori di collegamento tra i neuroni che compongono la rete. Una rete neurale è infatti composta da un certo numero di neuroni collegati tra loro da collegamenti "pesati", proprio come lo sono i neuroni del cervello umano. Le reti neurali hanno caratteristiche sorprendentemente simili a quelle del cervello umano, in termini di capacità di apprendimento, scarsa precisione associata ad alta elasticità di interpretazione dell'input e quindi scarsa capacità di estrapolazione. In modo particolare l'alta elasticità di interpretazione dell'input, comunemente chiamata "resistenza al rumore" o "capacità di comprendere i dati rumorosi" è ciò che rende le reti neurali preferibili rispetto ad un comune sistema di elaborazione. Infatti, un sistema programmato ha bisogno di un input ben preciso per dare una risposta corretta, mentre una rete neurale è in grado di dare una risposta abbastanza corretta ad un input parziale o impreciso rispetto a quelli utilizzati negli esempi di aggiornamento. Esistono diversi tipi di reti neurali che si differenziano per alcune caratteristiche fondamentali:

- ÷ tipo di utilizzo;
- ÷ tipo di apprendimento;
- ÷ algoritmo di apprendimento;
- ÷ architettura dei collegamenti.

Dall'attento bilanciamento di dette caratteristiche verrà determinato il modello previsionale alla base della digitalizzazione della rete elettrica portuale.

13.20.15 Cornice temporale

Gli interventi prima riassunti sono previsti iniziare in base alla copertura finanziaria relativa a detto intervento, e si articoleranno secondo la seguente sequenza temporale:

- ÷ progettazione esecutiva, mesi 6

÷ bando di gara ed affidamento lavori: mesi 6

÷ realizzazione e collaudo: mesi 15

13.20.16 Fattibilità tecnico-economica

La digitalizzazione della rete elettrica portuale, necessaria alla creazione della prima smart grid energetica italiana, comporta un costo a base d'asta di circa €.2.000.000,00, da coprirsi con fondi dell'Ente o con finanziamenti comunitari.

13.21 Potenziamento collegamenti ferroviari portuali

L'intervento è descritto negli allegati al presente Documento inerente il progetto sottoposto al giudizio della Commissione Europea e denominato: *Fast Track to the Sea. Implementing the upgrade of the last mile rail connections of the port of Civitavecchia*.

Il progetto è stato approvato dalla Commissione Europea e ritenuto meritevole di un finanziamento a fondo perduto pari al 20% dell'investimento.

13.21.1 Intervento

Con riferimento alla soluzione già prospettata nel POT per riorganizzare il sistema ferroviario esistente, di seguito si riporta sinteticamente lo stato di avanzamento di una prima serie organica di interventi:

- ÷ riorganizzazione dell'attuale fascio ferroviario portuale.
- ÷ realizzazione e adeguamento delle deviate di connessione tra fascio e terminal operativi (Container e Automotive).

13.21.2 Progettazione intervento

La progettazione definitiva ed esecutiva degli interventi sopra citati è finanziata per il 50% con il contributo dalla Regione Lazio (fondi stanziati in conto capitale nel bilancio regionale 2018) e per il restante 50% con il cofinanziamento dell'EU (votazione del 27.09.2019 da parte del 18° Comitato CEF), a valere sul bando CEF TRANSPORT “*Fast Track to the sea. Implementing the upgrade of the last mile rail connections port of Civitavecchia*” – 2019-IT-TA-0034-M, con il quale è stato ottenuto il cofinanziamento europeo per un importo di € 3.872.144,00 (sui complessivi circa 18 milioni di euro necessari per la realizzazione dell'intera opera) di cui € 300.000,00 per le attività di progettazione.

La citata progettazione definitiva ed esecutiva, aggiudicata recentemente dall'AdSP a seguito di procedura di gara aperta conclusasi nel corrente mese di Ottobre 2020, sarà ultimata entro la prima metà del 2021 (circa 6 mesi):

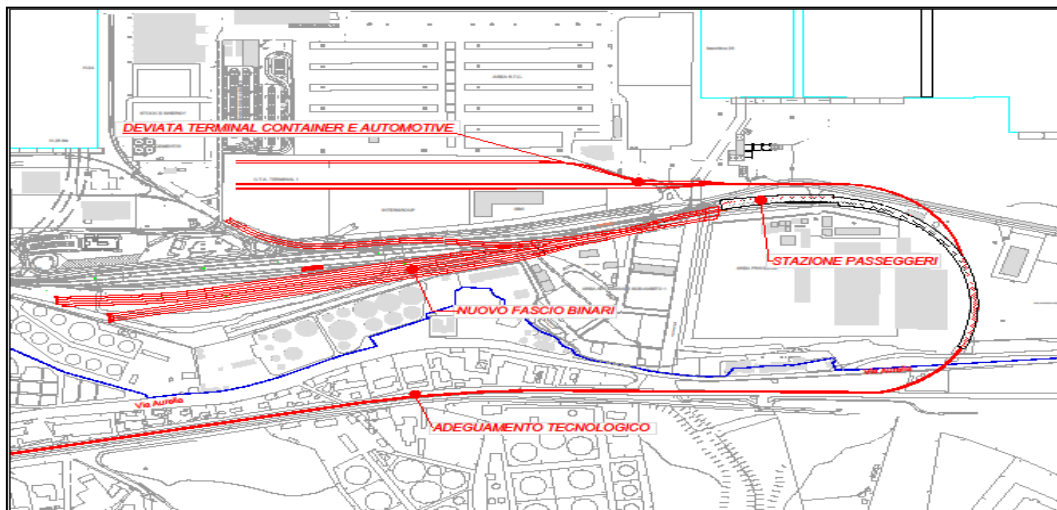
- ÷ messa in sicurezza del raccordo ferroviario di collegamento tra Stazione Centrale e Porto.
- ÷ realizzazione di una stazione passeggeri in ambito portuale.

La progettazione definitiva degli interventi di cui trattasi, il cui importo complessivo ammonta a circa 9,2 M€, è stata approvata con prescrizioni da parte del Comitato Tecnico Amministrativo del Provveditorato Interregionale per le OOPP con voto n. 3757 del 19.05.2020.

Successivamente, in data 15.07.2020 è stato sottoscritto tra l'Autorità di Sistema Portuale del Mar Tirreno centro-settentrionale e Rete Ferroviaria Italiana, con presa d'atto della Regione Lazio, l'accordo “Sviluppo e sicurezza dell'infrastruttura ferroviaria nel Porto di Civitavecchia”, che prevede, tra l'altro la realizzazione degli interventi sopra citati.

Attualmente, ai fini dell'ammissione al finanziamento di cui al Decreto-legge 145 del 23.12.2013, convertito con modificazioni dalla legge 21.02.2014, n.9, art. 13, (fondi di cui all'art. 18-bis legge n. 84/1994 esmi) il progetto definitivo è sottoposto, attraverso la Direzione Generale del MIT, all'approvazione del C.I.P.E. dal quale si attende l'assegnazione delle risorse.

Di seguito si riporta una planimetria complessiva degli interventi illustrati nei paragrafi dal 5.1.1 al 5.1.4 del POT, con una tabella riepilogativa delle tempistiche di attuazione, aggiornata in base a quanto sopra esposto.



13.21.3 Cronice temporale

L'intervento è descritto negli allegati al presente Documento inerente il progetto sottoposto al giudizio della Commissione Europea e denominato: ***Fast Track to the Sea. Implementing the upgrade of the last mile rail connections of the port of Civitavecchia.***

Il progetto è stato approvato dalla Commissione Europea e ritenuto meritevole di un finanziamento a fondo perduto pari al 20% dei costi elegibili (pari a €18.460.720,00) con contratto sottoscritto il 19.12.2019 e stato anche approvato il cronoprogramma attuativo, la cui conclusione è fissata al 30.06.2023.

Pertanto, la cornice temporale di detto intervento è la seguente:

- ÷ progettazione esecutiva, mesi 6 (già effettuata)
- ÷ bando di gara ed affidamento lavori: mesi 6 (già effettuata)
- ÷ realizzazione e collaudo: mesi 36 (in corso)

13.21.4 Fattibilità tecnico-economica

Tale intervento è già stato positivamente valutato da INEA e dotato della necessaria copertura finanziaria.

13.22 Catena logistica combustibili non clima alteranti

L'armamento al fine di rispettare l'accordo vincolante sottoscritto dall'IMO prevede di conseguire la riduzione delle emissioni di GHG, soprattutto per le navi maggiori (quelle che scalano il porto di Civitavecchia), attraverso l'uso combinato di:

- ÷ sistemi di connessione alla rete elettrica di terra per alimentare i sistemi di bordo;
- ÷ utilizzo di combustibili marini da FER.

Si prevede l'utilizzo dei seguenti combustibili derivati da FER, per cui l'AdSP ha attivato delle procedure mirate al fine di creare una affidabile catena logistica ad essi dedicata.

Infatti, lo scenario energetico indicato nel presente documento prevede la seguente evoluzione dei fabbisogni energetici basati sui combustibili.

MWh	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	15.000	15.290	49.270	56.260	64.390
Fossili	138.500	104.920	38.410	30.650	0
GNL	0	21.760	22.980	25.370	0
Green Fuel	0	11.650	64.220	102.030	157.430
FER porto	0	2.050	2.540	2.950	3.460
totale	153.500	155.670	177.420	217.260	225.280

Si prevede che anche negli anni a venire la maggior parte dei fabbisogni energetici venga soddisfatta attraverso endometri alimentati con combustibili vista l'impossibilità di elettrificare le navi in movimento che costituiscono gran parte del fabbisogno energetico portuale.

I combustibili del futuro sono quelli appresso indicati e l'Ente ha previsto di attivare accordi commerciali al fine di rendere quanto più possibile variegata la qualità dei combustibili a zero impatto emissivo per gli utenti che necessiteranno di riempire i serbatoi dei loro mezzi con tali combustibili.

13.22.1 Idrogeno

Molti gruppi armatoriali stanno programmando l'installazione a bordo delle nuove costruzioni di celle a combustibile con membrana a scambio protonico (Proton Exchange Membrane - PEM), tipicamente alimentate con idrogeno.

Considerata la necessità di garantire l'azzeramento delle emissioni di GHG, particolare attenzione va posta nella selezione della tipologia di idrogeno impiegata, in quanto esistono tre tipologie di idrogeno sul mercato:

- ÷ **idrogeno grigio**, prodotto a partire da combustibili fossili e/o da fonti di energia non rinnovabile;
- ÷ **idrogeno blu**, prodotto a partire da combustibili fossili e/o da fonti di energia non rinnovabile ma con cattura delle emissioni attraverso CCS (Carbon Capture and Storage);
- ÷ **idrogeno viola**, prodotto attraverso la gassificazione di rifiuti;
- ÷ **idrogeno verde**, prodotto da elettrolizzatori alimentati con FER.

Molti armatori hanno avviato studi tesi a definire il fabbisogno elettrico delle loro navi grazie all'impiego di celle a combustibile alimentate con idrogeno, quanto meno durante la sosta in banchina.

Inoltre, l'impiego di celle a combustibile ad ossidi solidi (SOFC) renderebbe possibile soddisfare parte (o tutto) il fabbisogno termico della nave, in quanto esse operano a temperature comprese tra 600 e 1.000°C, ed il calore potrebbe essere “riutilizzato” per soddisfare il carico termico della nave.

In Italia, Fincantieri ha avviato la costruzione di un prototipo denominato ZEUS (Zero Emission Ultimate Ship), che sarà dotato di un apparato ibrido (2 generatori diesel e 2 motori elettrici) da utilizzare come sistema di propulsione convenzionale. A questo si aggiungono un impianto di Fuel Cell di 130 kW, alimentato da circa 50 chili di idrogeno contenuti in 8 bombole a idruri metallici, secondo tecnologie già in uso sui sommergibili, e un sistema di batterie, che insieme consentiranno un'autonomia di circa 8 ore di navigazione a zero emissioni ad una velocità di circa 7,5 nodi. Analoghe iniziative sono state avviate dai cantieri asiatici.

13.22.2 Ammoniaca

L'ammoniaca costituisce un combustibile da cui non derivano GHG che ha trovato impiego nei nuovi motori marini. Infatti, questa sostanza ampiamente utilizzata in molti altri campi è di facile reperibilità ha trovato recente impiego quale combustibile marino.

La produzione di ammoniaca green è l'ambito in cui il processo di produzione dell'ammoniaca è al 100% rinnovabile e carbon-free. Un modo per produrre ammoniaca green è quello di utilizzare l'idrogeno prodotto dall'elettrolisi dell'acqua e l'azoto separato dall'aria. Questi vengono quindi inseriti nel processo di Haber (noto anche come Haber-Bosch), tutto alimentato da elettricità sostenibile. Nel processo Haber, l'idrogeno e l'azoto vengono fatti reagire insieme ad alte temperature e pressioni per produrre ammoniaca.

La produzione di ammoniaca verde potrebbe offrire ulteriori opzioni per il passaggio alle emissioni net-zero di GHG. Queste includono:

- ÷ accumulo di energia: l'ammoniaca può essere facilmente immagazzinata come liquido a pressioni modeste (10 – 15 bar) o refrigerata a -33° C. Questo lo rende un deposito chimico ideale per le energie rinnovabili. C'è una rete di distribuzione esistente, nella quale l'ammoniaca viene stoccata in grandi serbatoi refrigerati e trasportata in tutto il mondo da condotte, autocisterne e navi;
- ÷ carburante zero-carbon: l'ammoniaca può essere bruciata in un motore o utilizzata in una cella a combustibile per produrre elettricità. Se utilizzati, gli unici sottoprodotti dell'ammoniaca sono acqua e azoto. È probabile che l'industria marittima inizi ad adottarla presto, sostituendo l'utilizzo di olio combustibile nei motori marini;
- ÷ Vettore di idrogeno: esistono applicazioni in cui viene utilizzato idrogeno gassoso (ad esempio nelle celle a combustibile PEM), tuttavia l'idrogeno è difficile e costoso da stoccare (perché necessita di serbatoi criogenici o di cilindri ad alta pressione). L'ammoniaca è più facile ed economica da stoccare e trasportare e può essere subito “cracked” e purificata per fornire idrogeno quando necessario.

Pertanto, le navi oceaniche potrebbero essere alimentate dall'ammoniaca già entro 10 anni e questo contribuirebbe al processo di decarbonizzazione del porto di Civitavecchia.

L'ammoniaca liquida ha una densità di H₂ più che doppia rispetto a quella dell'idrogeno gassoso, aggiungendo piccole quantità di idrogeno all'ammoniaca liquida si ottiene un ottimo combustibile. Infatti, l'idrogeno promuove la combustione dell'ammoniaca, dato che anch'esso è "carbon free" e presenta caratteristiche di combustione complementari a quelle dell'ammoniaca (alta velocità di fiamma e bassa energia di innesco). Una piccola quantità di idrogeno (circa l'8% in volume) aggiunta all'ammoniaca è sufficiente a garantire una combustione della miscela adeguata. Inoltre, il motore alimentato con ammoniaca ed idrogeno emette allo scarico una modesta quantità di NO_x, facilmente eliminabile con le tecnologie disponibili sul mercato.

Proprietà	Ammoniaca	Idrogeno	Benzina
Potere Calorifico Inferiore (MJ/kg)	18.8	120	44.5
Limiti di Infiammabilità, gas in aria (% vol.)	15-28	4.7-75	0.6-8
Velocità Laminare di Fiamma (m/s)	0.015	3.510	0.580
Temperatura di Autoaccensione (°C)	651	571	230
Energia di Autoaccensione (mJ)	8.000	0.018	0.140
Numero di Ottano (RON)	>130	>100	90-98
Densità a 1 bar (gr/l)	0.703	0.082	740
Rapporto Massa Stechiometrico (aria/comb.)	6.04	34.30	14.50
Contenuto Energia, miscela stecchio (MJ/kg)	2.8	3.3	2.7

Recentemente, Wärtsilä (ed altri produttori) hanno annunciato test del "motore ad ammoniaca" su vasta scala. La società di classificazione inglese Lloyd's Register (LR) ha concesso l'approvazione, in linea di principio (Approval in Principle, AiP), al cantiere sudcoreano Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering (DSME) e alla società tedesca MAN Energy Solutions di realizzare il progetto di una nave portacontainer ultra-large da 23.000 Teu alimentata con ammoniaca (NH₃). Nave, annuncia LR, che sarà pronta entro il 2025. Si tratta di un progetto di sviluppo congiunto (Joint Development Project, JDP) e del primo AiP ad essere assegnato in Corea del Sud.

13.22.3 Gas Naturale Liquefatto (GNL)

Il Gas Naturale Liquefatto (GNL) è un combustibile in uso soprattutto sulle nuove navi da crociera e sulle nuove porta-contenitori, e se correttamente utilizzato garantisce un abbattimento delle emissioni di GHG di circa il 22% per unità di energia erogata.

Considerato l'effetto climalterante del metano ed il fatto che il metano è soprattutto derivato da fonti fossili, al fine di conseguire i risultati previsti dall'IMO molti armatori si stanno indirizzando all'utilizzo di bio-GNL: il biometano è una fonte energetica rinnovabile e programmabile, permette di rispondere agli obiettivi di riduzione delle emissioni sfruttando le reti gas esistenti e contribuendo a incrementare la produzione nazionale. Il biometano è una fonte di energia rinnovabile che si ottiene da biomasse agricole (colture dedicate, sottoprodotti e scarti agricoli e deiezioni animali), agroindustriali (scarti della filiera della lavorazione della filiera alimentare) e la frazione organica dei rifiuti solido urbani (FORSU). L'ottenimento del biometano avviene in due fasi: produzione del biogas grezzo - prevalentemente attraverso la digestione anaerobica di biomasse - e successiva rimozione - upgrading - delle componenti non compatibili con l'immissione in rete (CO₂).

Pertanto, anche il GNL ottenuto da biomasse può contribuire ad azzerare le emissioni di GHG, mentre il GNL da fossili emette GHG per unità di energia prodotti, anche se in quantità inferiore a quella associata ad altri combustibili fossili oggi in uso (gasoli ed oli combustibili).

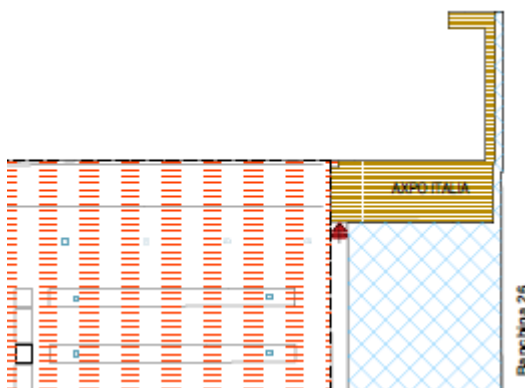
L'utilizzo del GNL quale combustibile marino è stato avviato circa 10 anni fa, e molte nuove navi (soprattutto da crociera e porta container) lo utilizzano per soddisfare tutti i fabbisogni energetici di bordo: esso, infatti, accoppia alle migliori caratteristiche ambientali, bassi costi di esercizio. Al fine di facilitare il suo utilizzo in campo marittimo sono state avviate numerose iniziative (sia per la creazione di depositi, che per la messa a punto di sistemi di bunkeraggio) anche in Italia.

13.22.3.1 Axpo Italia S.p.A. (Small Scale LNG)

Nel novembre 2020, Axpo Italia spa ha manifestato l'interesse a sviluppare la catena logistica del Gas Naturale Liquefatto per migliorare l'affidabilità del servizio offerto ai propri clienti.

11.22.3.1.1 Ambito portuale

Sono già stati svolti dei sopralluoghi congiunti a Capitaneria di Porto di Civitavecchia, Comando Provinciale dei Vigili del Fuoco di Roma e Comitato Tecnico Regionale del Lazio, al fine di individuare la banchina da destinarsi in via transitoria (nelle more che venga realizzata la c.d. Darsena Mare Nostrum, ambito portuale che il vigente P.R.P. identifica come sito destinato ad ospitare tutti i traffici energetici del porto di Civitavecchia) a tale traffico: tale banchina è stata identificata nella Banchina 25 Nord (tratto della Banchina 25 compreso tra il confine settentrionale della concessione Roma Terminal Container S.p.A. e la testata della Banchina 26).



11.22.3.1.2 Mezzo nautico

Inizialmente, si prevede di collegare settimanalmente il porto di Civitavecchia con il rigassificatore di Barcellona a mezzo di una bettolina della capacità di circa mc. 4.000, che provvederà a trasferire il prodotto all'interno di autocisterne criogeniche della capacità di circa mc.40 che provvederanno a consegnare il GNL ai diversi clienti di Axpo basati nel centro/sud Italia.

L'esercizio di tale terminale di trasbordo avverrà secondo le prescrizioni contenute in una apposita Ordinanza che verrà emessa dalla Capitaneria di Porto di Civitavecchia.

La metaniera sarà provvista di un dispositivo in grado di trasferire contemporaneamente il GNL contenuto nei propri serbatoi all'interno di n.4 autobotti in sosta presso la banchina prima identificata.

La nave ha caratteristiche tali da potere manovrare all'interno di ambiti ristretti, quale quello transitoriamente destinato a questo traffico.



Vessel Characteristics

Vessel Type: Liquefied Gas Carrier (ICG compliant)
 ABS: +A1,(E),+AMS,+DPS-2, OSV,UWILD
 LOA: 87.1m
 Beam: 18.8m
 Freeboard: 1.4m
 Draft: 4.5 m
 Deadweight: 5,050 DWT
 Berths: 52

Machinery

Z-Drives: Yes
 Bow Thrusters: Yes
 Primary Generators: 4 x Cummins QSK60-D(M)
 Capacity: 1,820 kW
 Voltage: 480
 Frequency: 60Hz
 Crane: 2 mt @ 25 m z

Manifold:

Height from Main Sea Level (MSL): 11.9m
 Max Flow Rate: 650m per hour
 Hard Pipe Loading Manifold: 12 inch (starboard)
 Manifolds for STS & Hose Connection: 6 inch (port & starboard)

Storage Tank

Tank: Type C
 Tank Details: Bi-lobe, double insulated vacuum sealed
 Storage Size: **4'000 cubic meters**
 IGC @ 90% fill 3'600 cubic meters
 Pressure Rating: 30-bar
 Rated Products: LNG LNG/ LCH4/ LC2H6/ LC2H4/ LN2
 Design Code: ASMEVIII, NFPA

Other Equipment

Cryogenic Pumps: 4 x 5
 10.5 gpm @ 300 ft
 Dynamic Positioning: DPS-2
 Ref. Systems: MRU; DGPS; Laser; Radar

11.22.3.1.3 Mezzo nautico idoneo ad effettuare bunkeraggio

Successivamente, a seguito della emissione di una successiva Ordinanza della Capitaneria di Porto di Civitavecchia, la piccola metaniera potrà essere anche utilizzata per il bunkeraggio delle navi scalanti il porto di Civitavecchia.

13.22.3.2 So.De.Co. S.r.l. (Distributore CNG/LNG)

Nel settembre 2020, So.De.Co. Srl ha proposto di riconvertire la “Sezione Nazionale” del deposito costiero ubicato lungo la S.S. Aurelia (in disuso da molti anni), a stazione stradale per l'erogazione di CNG/LNG a veicoli terrestri.

11.22.3.2.1 Ambito portuale

A seguito del riassetto del comparto petrolifero portuale (2007), Compagnia Italtipetrol SpA (oggi So.De.Co. Srl), si era impegnata a riconvertire la “Sezione Nazionale” del deposito costiero ubicato lungo la S.S. Aurelia (in disuso da molti anni), previa bonifica delle aree interessate (o verifica della possibilità di svolgere attività all'interno di tale area senza rischi per persone o Terzi).



11.22.3.2.2 Impianto stradale

Il layout dell'impianto è quello appresso indicato.

IPOTESI DI LAYOUT



L'impianto è in grado di soddisfare le esigenze di mezzi aventi sia serbatoi:

- ÷ in pressione, e quindi necessitanti di metano compresso (CNG), sostanzialmente mezzi leggeri ed autobus,
- ÷ criogenici, e quindi necessitanti di metano liquido (LNG), sostanzialmente mezzi pesanti che collegano il porto con i siti di destinazione/arrivo delle merci trasportate.



11.22.3.1.3 Autobotte per effettuare bunkeraggio

Successivamente, a seguito della emissione di una successiva Ordinanza della Capitaneria di Porto di Civitavecchia, autobotti destinate ad operazioni di limitate quantità di bunkeraggio alle navi residenti nel porto (o altre necessitanti di piccole quantità, inferiori a mc.40), potranno essere rifornite di GNL presso la stazione stradale.

13.22.4 Metanolo

Il metanolo è stato impiegato con successo in alcune applicazioni marine e molti motori marini in commercio possono essere alimentati con esso. Tale sostanza ampiamente utilizzata in molti altri campi è di facile reperibilità.

Il metanolo può essere prodotto efficientemente da un'ampia varietà di fonti, tra cui alcuni tipi di combustibile fossile molto abbondanti (gas naturale, carbone, oil shale, sabbia bituminosa, etc.), ma anche da prodotti di scarto agricolo e dalla comune spazzatura urbana differenziata, dal legno, e da vari tipi di biomassa.

Esso ha trovato impiego nel campo marino/fluviale soprattutto in Germania e può essere utilizzato per alimentare Fuel Cell. Esso accoppia alla versatilità ed alle buone caratteristiche ambientali una valida catena logistica.

13.22.5 Combustibili sintetici da idrogeno

Diverse multinazionali della componentistica hanno iniziato la sperimentazione di combustibili sintetici al fine di azzerare le emissioni di CO₂. Si tratta di gas, diesel, benzina e cherosene realizzati in laboratorio tramite un complesso processo di produzione in cui vengono impiegate fonti di energia rinnovabili, idrogeno e CO₂. Il risultato è un carburante più puro di quello derivante dal petrolio e dall'impatto ambientale molto più contenuto sia in fase di produzione che di utilizzo. E questo perché, grazie a un sistema a economia circolare, il carbonio derivante da processi industriali o catturato in atmosfera verrebbe "riciclato".

13.22.6 Bio-Combustibili

Il biocombustibile è un combustibile ottenuto in modo indiretto dalle biomasse: grano, mais, bietola, canna da zucchero, olio di palma ecc.

Esso, provenendo da una risorsa rinnovabile, dovrebbe essere disponibile potenzialmente senza interruzione; lo svantaggio primario riconosciuto al biocombustibile potrebbe essere quello di togliere terreno agricolo usato per la produzione di alimenti. Un secondo ordine di considerazione è che il rapporto tra energia necessaria per produrlo e quella resasi disponibile non è sempre favorevole.

13.22.7 Catena logistica combustibili liquidi a temperatura e pressione ambiente

I depositi costieri sono tecnicamente in grado di ospitare la gran parte dei combustibili prima elencati. Anche il trasferimento dal punto di attracco delle navi cisterna ai depositi costieri non richiede oleodotti particolari. Anche l'erogazione di tali prodotti può essere effettuata con i mezzi utilizzati per i combustibili tradizionali.

Diverso è l'aspetto autorizzativo inerente alla catena logistica prima descritta, per cui l'Ente ha già avviato contatti con i diversi soggetti coinvolti al fine di rendere tale catena logistica conforme al dettato normativo.

13.22.8 Catena logistica combustibili criogenici

I depositi costieri non sono tecnicamente in grado di ospitare tale tipologia di combustibili, e la loro collocazione rende al momento impossibile un loro adeguamento.

Pertanto, tale particolare tipologia di combustibili richiede nuovi importanti investimenti che al momento non sono preventivati da nessun operatore, anche non basato a Civitavecchia.

L'Ente ha avviato una interlocuzione con Axpo AG per utilizzare il porto di Civitavecchia quale hub di bunkeraggio "ship to ship" delle navi che utilizzano GNL quale combustibile, oltre ad operazioni di trasferimento "ship to truck" di tale combustibile ad utenze basate a terra, nonché la possibilità di implementare l'uso di bio-GNL gestito da tale multinazionale. Al fine di definire l'aspetto autorizzativo inerente alla catena logistica prima descritta la Capitaneria di Porto di Civitavecchia, in data 04.11.2020, ha convocato i diversi soggetti coinvolti al fine di rendere tale catena logistica conforme al dettato normativo.

13.22.9 Catena logistica combustibili compressi

I depositi costieri non sono tecnicamente in grado di ospitare tale tipologia di combustibili, e la loro collocazione rende al momento impossibile un loro adeguamento.

Pertanto, tale particolare tipologia di combustibili richiede nuovi importanti investimenti che al momento non sono preventivati da nessun operatore, anche non basato a Civitavecchia.

13.22.10 Cornice temporale

Gli interventi prima riassunti sono condizionati da numerosi fattori, anche di carattere comemrciale.

Alla data del presente DEASP l'unico programmato con certezza è quello relativo alla catena logistica del Gas Naturale Liquefatto a cura e spesa di Axpo Italia Spa, previsto articolarsi secondo il seguente cronoprogramma (con data di inizio previsto per il giugno 2021, data di presentazione dell'istanza di concessione demaniale):

- ÷ rilascio concessione demaniale ed Ordinazna esercizio, mesi 6
- ÷ bando di gara ed affidamento lavori: mesi 4
- ÷ realizzazione e collaudo: mesi 4

13.22.11 Fattibilità tecnico-economica

La catena logistica associata ai traffici Axpo anche se in uso in altri Stati comunitari sarebbe la prima per l'Italia, e prevede il coinvolgimento delle Amministrazioni centrali dello stato per la disciplina delle operazioni. Il costo dell'intervento, stimato il oltre e. 9.000.000,00 (comprensivo della metaniera) è integralmente coperto da Axpo.

13.23 Riconversione rimorchiatore “Ringhio”

Il rimorchio portuale è, secondo la legislazione italiana, un servizio pubblico, di interesse generale, con caratteristiche di universalità (prestato a chiunque ne faccia richiesta, a qualunque ora del giorno e della notte, a prezzi predeterminati dall'autorità competente identificata nell'Autorità Marittima), diretto a garantire la sicurezza della navigazione nelle acque portuali e lungo le coste. Ha ad oggetto la prestazione di trazione od assistenza (es. pulling, pushing, scorta) volta a cooperare, eseguendole ed agevolandole, alle manovre di accosto ed allontanamento dalla banchina delle navi in arrivo ed in partenza dai porti od altri luoghi di approdo. Il rimorchiatore, oltre che in condizioni meteomarine avverse, si rivela indispensabile, anche in condizioni normali, per consentire la manovra in sicurezza delle navi negli spazi ristretti, a contatto con infrastrutture portuali o con altre navi in transito o in sosta; il rimorchiatore è, in ogni caso, utile per garantire la cosiddetta "prontezza operativa" (la presenza in porto e disponibilità 24 ore al giorno), attuando un presidio fondamentale per la sicurezza dei trasporti marittimi. In definitiva, quindi, il servizio di rimorchio garantisce la funzionalità e la sicurezza dei traffici passeggeri e merci e i rifornimenti energetici, oltre al soccorso di chiunque si trovi in situazione di emergenza nei porti e nelle acque antistanti, con obbligo di relativa erogazione 24 ore su 24 per tutto l'arco dell'anno, rappresentando quindi un indispensabile punto di riferimento a disposizione dell'Autorità Marittima.

Una delle misure identificate dalla Regione Lazio per migliorare la qualità dell'aria ambiente degli ambiti portuali è identificata nel *rinnovo e sostituzione della flotta di rimorchiatori anche ad alimentazione elettrica o ibrida per contenere le emissioni in fase di manovra* (PRQA adottato dalla Giunta della Regione Lazio con Delibera n.539 del 04.08.2020).

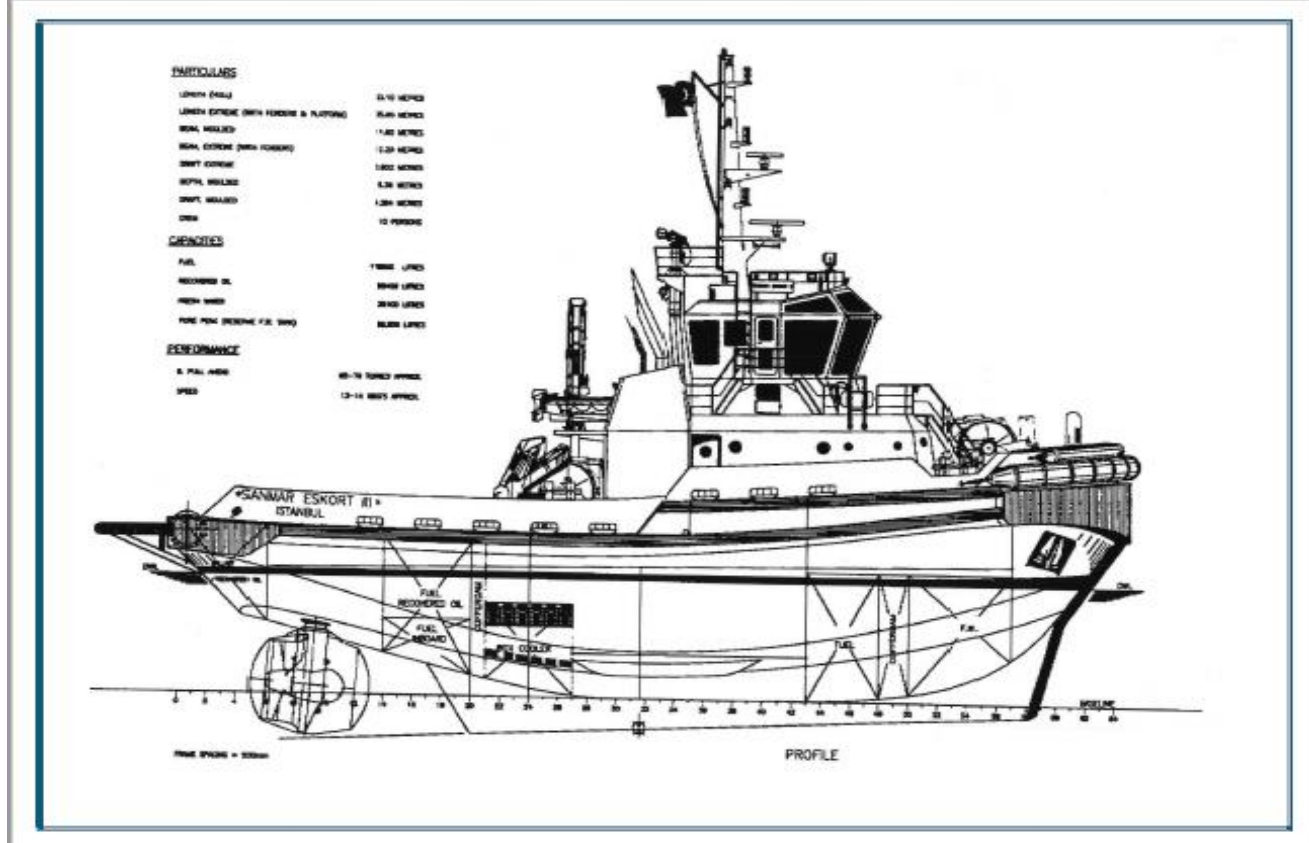
13.23.1 Rimorchiatore da riconvertire

Un concessionario (ex c.1-bis, art.14, della Legge 84/1994) del servizio rimorchio nel porto di Civitavecchia è la “Rimorchiatori Laziali S.p.A.”, che effettua tale servizio a mezzo dei mezzi nautici del gruppo armatoriale Cafimar S.p.A., a sua volta coordinato dalla Holding “Cafimar Servizi Marittimi S.p.A.” che, attraverso società controllate, opera in molteplici settori.

Appartiene al gruppo Cafimar il rimorchiatore “Ringhio”, avente le seguenti caratteristiche tecniche.

Bandiera	Italia
Iscritto nel registro del porto di	Napoli (nr. 505)
Numero I.M.O.	9359193
Codice internazionale	IIEI2
Anno di costruzione	2007
Cantiere navale	Sanmar (Tuzla – Turchia)
Classi R.I.Na.	100 A 1.1 - Nav IL - IAQ1 - FFQ1 - TPF - ESCORT - RECOIL
Dimensioni (ml)	32,00 x 11,60 x 5,60
Stazza Lorda (G.T.)	461 tons
Stazza netta (N.T.)	138 tons
Motori Principali	nr.2 Wartsila Type 6L26 (2 x 2.025 kW – 5.500 BHP)
Eliche	Nr.2 Azimuthal Rolls Royce US 225 - CP

Potenza di traino	73 tonnellate
Velocità di crociera	13,5 nodi
Serbatoi di bordo	Gasolio, mc.176 – Acqua, mc.90
Generatori elettrici	nr.2 generatori diesel da 140 kW – nr.1 generatore diesel da 32 kW
Sistema elettrico	380 / 220 V - 50Hz
Verricello di traino	idraulico con doppio tamburo m.800/52 mm + m.450/50 mm
Filo verricello di traino	idraulico con singolo tamburo tipo ESCORT
Gancio di traino	carico massimo, 130 tonnellate
Sistema di sollevamento	gru idraulica con braccio estensibile da 3 tonnellate
Sistema antincendio	nr.2 pompe (1.490 mc/hr) + nr.2 monitori
Recupero olio	capacità di accumulo, mc.90
Accoglienza	10 persone con impianto di condizionamento freddo e caldo



13.23.2 Miglioramento delle prestazioni ambientali

La riconversione del rimorchiatore consiste nella modifica del sistema di generazione elettrica di bordo, in modo da rendere lo stesso elettrico, il sistema di traino verrà alimentato con batterie che verranno ricaricate durante la navigazione o durante la sosta in banchina applicando tecnologia Wärtsilä HY.

Il sistema ibrido verrà integrato con i gruppi elettrogeni convenzionali alimentati da motori diesel, con un miglioramento significativo dell'efficienza, in modo da fare funzionare il motore termico con un carico ottimale e assorbendo molte delle fluttuazioni di carico attraverso le batterie. Aumentando la ridondanza di potenza, il sistema consente al motore di funzionare più vicino al punto di progettazione ottimale in cui ha la massima efficienza e le minori emissioni. Ciò si tradurrà

in una minore necessità di manutenzione e in un aumento delle prestazioni dei sistemi. Anche la risposta rapida del sistema di batterie è tra i vantaggi offerti.

I principali vantaggi ambientali della riconversione sono costituiti dall'avviamento a freddo, dalla riduzione della fumosità, dalla funzione di avvio e arresto e potenza extra boost eleva i rimorchiatori al livello successivo.

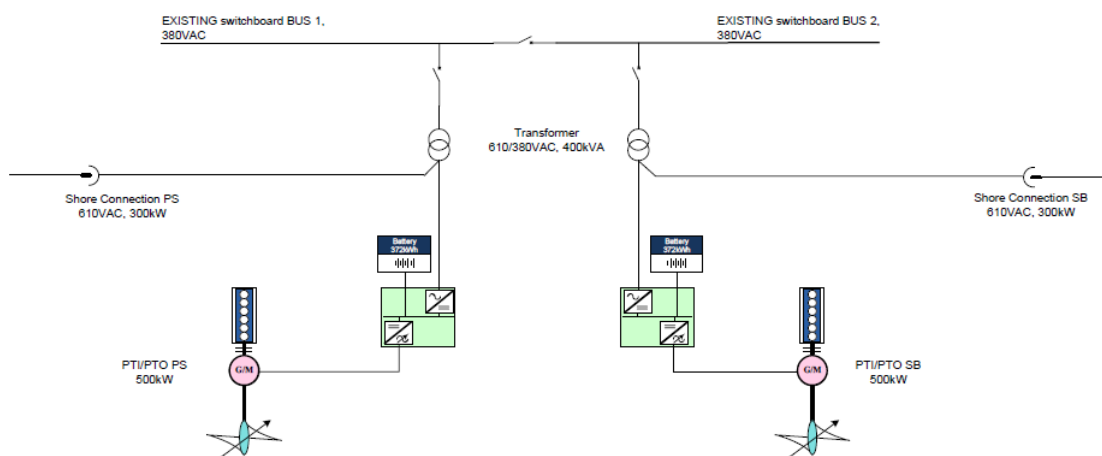
13.23.3 Modalità di riconversione

La riconversione comporta la messa fuori servizio del rimorchiatore per circa 6 mesi, al fine di installare le componenti del sistema Wärtsilä HY, presso un cantiere navale in modalità “dry dock”.

La riconversione del rimorchiatore comporta l'installazione a bordo di:

- ÷ trasmissione ibrida, 500 kW, 2 pz;
- ÷ pacchetto batteria, 372 kWh, 2 pz;
- ÷ sistema di gestione dell'energia elettrica, 2 pz;
- ÷ trasformatore di isolamento, 400 kVA, 2 pz;
- ÷ collegamento / ricarica a terra, 2 pz;
- ÷ upgrade del sistema di trasmissione di potenza PTI/PTO, 2 pz;
- ÷ frizione e linea d'asse, 2 pz.

OP736106
Ringhio Tug, Hybrid Upgrade
Principal SLD
Preliminary



Il progetto una volta approvato dall'istituto di classificazione, comporterà anche la modifica della classe e delle caratteristiche amministrative del rimorchiatore “Ringhio”.

13.23.4 Cornice temporale

L'intervento prima riassunto è previsto iniziare in base alla copertura finanziaria relativa a detto intervento, e si articoleranno secondo la seguente sequenza temporale:

- ÷ progettazione esecutiva, mesi 6
- ÷ bando di gara ed affidamento lavori: mesi 6
- ÷ realizzazione e collaudo: mesi 24

13.23.5 Fattibilità tecnico-economica

L'intervento in oggetto verrà svolto a cura della Rimorchiatori Laziali S.p.A., che stima un costo complessivo per la Società di circa €4.000.000,00 (di cui €1.000.000,00 per la fornitura del sistema Wärtsilä HY), dovuti a:

- ÷ mancato guadagno per indisponibilità del mezzo nautico;
- ÷ costi relativo all'acquisto delle apparecchiature necessarie;
- ÷ costo del cantiere navale;
- ÷ costi amministrativi.

Considerate le caratteristiche ambientali della riconversione, il costo potrebbe essere integralmente coperto con fondi nazionali o comunitari.

Inoltre, il Gruppo Cafimar S.p.A. al fine di soddisfare le esigenze connesse al servizio rimorchio, effettua con regolarità una modifica/ampliamento della flotta, che comportano anche nuove costruzioni. Infatti, a seconda del servizio da svolgere la Società procede alla vendita di mezzi nautici non adatti ai nuovi servizi, ed all'acquisto di nuovi mezzi. Il costo inerente alla realizzazione di un nuovo rimorchiatore è stimato in circa €8.000.000,00, in parte coperti con fondi della stessa (circa €2.000.000,00) e per la restante parte coperti da fondi comunitari.

13.24 Budget a copertura degli interventi

I diversi interventi prima descritti hanno un notevole impatto economico e si articolano in un intervallo temporale variabile, il cui valore economico è stimato in oltre 170 milioni di euro.

Intervento	Promotore	Valore (€.)
Nuovo sistema tariffario	Port Utilities Spa	300.000,00
Nuovo sistema di misura e.e.	Port Utilities Spa	70.000,00
Piantumazione Posidonia Oceanica	AdSP	8.000.000,00
Piantumazione nuove essenze arboree	AdSP	23.000,00
Area a verde	AdSP	600.000,00
Efficientamento sede AdSP	AdSP	350.000,00
Efficientamento terminal AdM	AdSP	420.000,00
Efficientamento Capitaneria di Porto	AdSP	800.000,00
Impianto PV retroportuale	AdSP	26.000.000,00
Impianto PV terminal AdM	AdSP	300.000,00
Impianto PV centro “Il Saraceno”	AdSP	400.000,00
Impianto PV Capitaneria di Porto	AdSP	275.000,00
Parco batterie LPF	AdSP	9.000.000,00
Conversione moto ondoso	R.S.E. Spa	6.000.000,00
Elettrificazione banchine navi da diporto	AdSP	2.750.000,00
Elettrificazione banchine navi commerciali	vari	80.000.000,00
Punti ricarica veicoli elettrici	Port Utilities Spa	90.000,00
Riqualificazione illuminazione pubblica	AdSP	1.440.525,00
Riqualificazione illuminazione terminal crociere	R.C.T. Srl	134.000,00
Riqualificazione illuminazione terminal container	R.T.C. Spa	307.000,00
Affidabilità rete elettrica portuale	AdSP	2.016.000,00
Digitalizzazione rete elettrica portuale	AdSP	2.000.000,00
Collegamenti ferroviari	AdSP	18.460.720,00
Catena logistica GNL	Axpo Italia Spa	9.000.000,00
Riconversione rimorchiatore tradizionale in ibrido	R.ri Laziali Spa	4.000.000,00
totale		172.736.245,00

13.25 Programma di attuazione degli interventi

La programmazione degli interventi è stata effettuata tenendo conto di numerose variabili, le principali delle quali sono:

- ÷ coerenza con pianificazione portuale, regionale, nazionale e comunitaria;
- ÷ riduzione costi operativi portuali;
- ÷ maturità delle tecnologie utilizzate;
- ÷ possibilità di attingere a finanziamenti nazionali e comunitari;
- ÷ ricadute occupazionali.

Sulla base della citata analisi sono stati individuati tre programmi, di cui uno:

- ÷ a breve termine, inerente alla decarbonizzazione della rete elettrica portuale (e conseguentemente di tutte le utenze connesse);
- ÷ a medio termine, composto dagli interventi prima indicati che sono principalmente condizionati da decisioni commerciali in gran parte esogene alla potestà amministrativa dell'AdSP;
- ÷ a lungo termine, basato sulla completa decarbonizzazione dei traffici portuali attraverso, anche, l'utilizzo di "idrogeno verde" quale vettore energetico (c.d. Sistema Energetico Integrato).

13.25.1 Programma a breve termine

Alcuni degli interventi descritti consentono la decarbonizzazione delle utenze portuali connesse a reti (qualora l'utente non abbia interesse a sottoscrivere contratti commerciali inerenti forniture elettriche da F.ER.), e costituiscono il programma a breve termine.

Gli interventi che compongono questo programma sono:

- ÷ impianto PV su aree retroportuali,
- ÷ impianto PV presso terminal "Autostrade del Mare",
- ÷ impianto PV presso edificio polifunzionale "Il Saraceno",
- ÷ Impianti PV presso sedi Capitaneria di Porto,
- ÷ efficientamento energetico edificio sede AdSP,
- ÷ efficientamento energetico terminal "Autostrade del Mare",
- ÷ efficientamento energetico sedi Capitaneria di Porto,
- ÷ impianto di accumulo su aree retroportuali,
- ÷ digitalizzazione rete elettrica portuale (rete neurale).

Questo programma è meglio esplicitato in seguito.

La decarbonizzazione del sistema elettrico in base all'attuale regime normativo avverrebbe per via indiretta (in quanto i siti di produzione PV nella disponibilità dell'AdSP sono esterni alla circoscrizione territoriale dell'Ente, che coincide con il confine dell'ASDC del porto di Civitavecchia in base alla Delibera ARERA 558/2019).

Nel caso ARERA dovesse autorizzare l'inclusione degli impianti PV all'interno dell'ASDC del porto di Civitavecchia, si potrebbe realizzare la connessione diretta tra detti siti di produzione PV e la rete elettrica portuale, e si potrebbe procedere alla creazione della prima comunità energetica portuale basata interamente su rinnovabili.

13.25.2 Programma a medio termine

Alcuni degli interventi prima descritti verranno messi in campo successivamente alla decarbonizzazione della rete elettrica portuale, e prima dell'implementazione del c.d. Sistema Energetico Integrato.

Gli interventi che compongono questo programma sono:

- ÷ installazione impianti conversione del moto ondoso “WaveSax”;
- ÷ collegamenti elettrici per navi in banchina alimentati con FER;
- ÷ potenziamento collegamenti ferroviari portuali;
- ÷ creazione catena logistica per combustibili non clima alteranti;
- ÷ riconversione esistente rimorchiatore portuale per ridurre regime emissivo.

13.25.3 Programma a lungo termine

L'implementazione del c.d. Sistema Energetico Integrato prevede la realizzazione di alcuni interventi che si ipotizza verranno attuati successivamente a quelli afferenti i programmi prima indicati:

Gli interventi che compongono questo programma sono:

- ÷ impianto PV su aree retroportuali in grado di soddisfare l'intero fabbisogno energetico portuale (o altro impianto di produzione da F.E.R. che offra sufficienti garanzie);
- ÷ produzione di “idrogeno verde” quale buffer energetico;
- ÷ produzione di “idrogeno verde” per soddisfare fabbisogni portuali, qualora non siano disponibili idonei idrogeno-dotti.

Questo programma è meglio esplicitato in seguito.

14.INTERVENTI FINANZIATI DAL PNRR

Con nota assunta in data 10.03.2021 al n.3472 del protocollo di questa AdSP, il Ministero della Transizione Ecologica (MiTE), ha richiesto all'Ente di trasmettere le schede riassuntive degli interventi prima indicati, al fine di valutare la loro compatibilità con il PNRR.

Successivamente all'invio delle schede descrittive, in riscontro al prot.3472/2021, il MiTE ha proceduto con prot.91332 del 25.08.2021, assunto in pari data al n.10309 del protocollo dell'AdSP, a richiedere la trasmissione, entro il giorno 08.10.2021, delle schede descrittive di alcuni degli interventi prima indicati (quelli ritenuti compatibili con il PNRR), stanziando per la copertura finanziaria di detti progetti la somma di €26.000.000,00, di cui €4.000.000,00 destinati alla copertura di parte dei costi sostenuti dagli utenti portuali per la rottamazione di dispositivi alimentati con combustibili fossili con dispositivi elettrici, e la restante parte per interventi proposti dall'AdSP. Tale programma è identificato con l'acronimo GP-PNRR-2021.

L'AdSP, con prot.12765 del 29.10.2021, ha proposto al MiTE sette interventi attraverso i quali procedere alla decarbonizzazione di parte del sistema portuale, sei dei quali sono stati ritenuti dal MiTE (con prot.30632 del 10.03.2022) idonei, in funzione del budget assegnato all'AdSP, ad essere finanziati nell'ambito del PNRR.

14.1 Tipologia di interventi ammissibili nel GP-PNRR-2021

Per raggiungere gli obiettivi del GP-PNRR-2021 e dare attuazione a quanto previsto, le candidature progettuali dovevano riguardare interventi di riduzione delle emissioni di CO₂ e degli altri inquinanti connessi alla combustione di fossili legati alle attività portuali e di approvvigionamento da fonti rinnovabili nelle aree portuali di competenza della AdSP. Sono esclusi interventi che prevedono anche l'uso di combustibili fossili, GNL e GNC inclusi, sia nei mezzi ibridi che nelle infrastrutture di stoccaggio e distribuzione. Inoltre, le tipologie d'intervento sono classificate con un "Coefficiente per il calcolo al sostegno agli obiettivi in materia di cambiamenti climatici", secondo quanto previsto dall'Allegato VI al Regolamento UE 2021/241, che istituisce il dispositivo per la ripresa e la resilienza.

Le tipologie di interventi ammissibili sono 7:

- ÷ produzione di energia da fonti rinnovabili (coefficiente climatico: 100%)
- ÷ efficienza energetica degli edifici portuali (coefficiente climatico: 40%)
- ÷ efficienza energetica dei sistemi di illuminazione (coefficiente climatico: 40%)
- ÷ mezzi di trasporto elettrici (coefficiente climatico: 100%)
- ÷ interventi sulle infrastrutture energetiche portuali non efficienti (coefficiente climatico: 100%)
- ÷ realizzazione di infrastrutture per l'utilizzo dell'elettricità in porto (coefficiente climatico: 100%)
- ÷ metodi di riduzione delle (coefficiente climatico: 40%)

14.1.1 Produzione di energia da fonti rinnovabili

Impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, incluse le diverse tecnologie di accumulo e/o produzione di idrogeno.

14.1.2 Efficienza energetica degli edifici portuali

Riduzione dei consumi energetici ed elettrificazione degli stessi.

14.1.3 Efficienza energetica dei sistemi di illuminazione

Sostituzione di sistemi di illuminazione poco efficienti con altri a risparmio energetico, inclusi i sistemi di controllo e gestione. È possibile, a fronte di esigenze funzionali, aumentare i punti di illuminazione fino al 20%.

14.1.4 Mezzi di trasporto elettrici

Acquisto di mezzi di servizio operanti all'interno del porto, alimentati con elettricità o idrogeno, ovvero elettrificazione dei mezzi esistenti. Ad esempio: veicoli e natanti di servizio (solo per AdSP), gru mobili, mezzi per la raccolta dei rifiuti, trattori, reach staker, elevatori, locotrattori e locomotori, tramogge e simili.

14.1.5 Interventi sulle infrastrutture energetiche portuali non efficienti

Interventi sulla rete elettrica o altri impianti per aumentarne l'efficienza e la digitalizzazione, ovvero propedeutici alla creazione di una Port Grid, (accumuli, elettrolizzatori per la produzione di idrogeno e impianti simili).

14.1.6 Realizzazione di infrastrutture per l'utilizzo dell'elettricità in porto

Infrastrutture e altri dispositivi per l'alimentazione e ricarica dei mezzi elettrici o ad idrogeno.

14.1.7 Metodi di riduzione delle emissioni

Metodi di riduzione delle emissioni approvati, e non. Questi ultimi, secondo quanto previsto all'art. 295 commi 19 e 20 della parte V del DLgs 152/2006 s.m.i., dovranno attivare la procedura autorizzativa di cui all'art 295 "Combustibili marittimi", commi da 14 a 18, e ottenere la relativa autorizzazione alla sperimentazione.

14.2 Interventi proposti dagli utenti portuali

L'AdSP al fine di ricevere indicazioni dai terminalisti/concessionari riguardo il numero e la tipologia di utenze in base alle quali determinare l'eventuale realizzazione degli interventi relativa alla realizzazione di infrastrutture per l'utilizzo dell'elettricità in porto (Infrastrutture e altri dispositivi per l'alimentazione e ricarica dei mezzi elettrici o ad idrogeno), ha emesso due avvisi pubblici al fine di redigere la graduatoria dei soggetti eventualmente beneficiari di contributi di cui al GP-PNRR-2021 in merito all'acquisto di mezzi da trasporto elettrici.

I due bandi sono stati pubblicati:

÷ dal 05.08.2021 al 06.09.2021,

÷ dal 13.09.2021 al 04.10.2021.

Nel periodo di pubblicazione, sono stati acquisite n.5 proposte per un valore di €. 3.560.000,00, a cui corrisponde un finanziamento di €. 1.281.300,00.

Pertanto, al termine del periodo di pubblicazione residuano €. 2.718.700,00, di fondi a disposizione degli utenti portuali.

14.3 Interventi proposti dall'AdSP

L'AdSP in funzione dei requisiti indicati dall'invito del MiTE, ha proposto i seguenti interventi:

- ÷ produzione primaria di energia da impianto PV su aree retroportuali non utilizzate in grado di decarbonizzare tutte le utenze fisse portuali;
- ÷ installazione di due impianti PV su edifici portuali ad alta intensità di utilizzo per ridurre impronta degli stessi;
- ÷ efficientamento edifici ad alta intensità;
- ÷ sostituzione parco auto con veicoli full electric;
- ÷ stazioni di ricarica veicoli elettrici;
- ÷ conversione moto ondoso in ee (WaveSax programm).

Il MiTE, con prot.30632 del 10.03.2022, assunto in pari data al n.2793 del protocollo dell'AdSP, ha comunicato l'accettazione delle proposte formulate dall'AdSP, indicando che la loro copertura finanziaria (nel limite di €22.000.000,00) sarebbe stata assicurata dal programma GP-PNRR-2021:

- ÷ produzione primaria di energia da impianto PV su aree retroportuali non utilizzate in grado di decarbonizzare tutte le utenze fisse portuali: €14.498.506,00;
- ÷ installazione di due impianti PV su edifici portuali ad alta intensità di utilizzo per ridurre impronta degli stessi: €5.088.000,00;
- ÷ efficientamento edifici ad alta intensità: €1.176.163,00;
- ÷ sostituzione parco auto con veicoli full electric: €400.000,00;
- ÷ stazioni di ricarica veicoli elettrici: €237.000,00;
- ÷ conversione moto ondoso in ee (WaveSax programm): €600.000,00.

15.DECARBONIZZAZIONE RETE ELETTRICA PORTUALE

Il programma prioritario previsto dal presente DEASP è relativo alla decarbonizzazione della rete elettrica portuale, la cui sostenibilità è confermata dall'analisi costi/benefici appresso indicata.

L'implementazione degli interventi che costituiscono il programma di decarbonizzazione della rete elettrica portuale dipende esclusivamente dall'AdSP, e pertanto non risulta condizionato da dinamiche commerciali che afferiscono altri interventi.

Il programma è correlato all'implementazione di alcuni degli interventi prima illustrati, ed è stato focalizzato sulla eliminazione delle emissioni di GHG, secondo la metodologia raccomandata per la valutazione degli impatti sui cambiamenti climatici raccomandata dalla Banca Europea degli Investimenti. La metodologia consiste nella stima dei volumi di emissioni di GHG generate (o evitate) dal progetto, attraverso opportuni fattori di emissione, e valutandoli utilizzando un prezzo ombra del carbonio.

Infatti, al fine di determinare l'impatto (positivo) climalterante del DEASP, è importante che l'analisi economica dei diversi interventi indicati nel DEASP abbia una base credibile (quale è quella derivante dal pluriennale monitoraggio degli assorbimenti energetici) che sia coerente con l'orientamento generale della politica climatica dell'UE: in particolare, il presente DEASP deriva principalmente dal presupposto che è improbabile che venga preso in considerazione (dai diversi soggetti portuali, prima elencati) l'uso continuato di attività ad alta intensità di carbonio fino al 2050, ma che esse vengano progressivamente eliminate (secondo il crono-programma prima indicato).

Il Regolamento UE 2020/852 riporta una classificazione condivisa dall'UE sulle attività economiche che possono essere considerate sostenibili dal punto di vista ambientale. La tassonomia individua sei obiettivi ambientali e climatici:

- ÷ mitigazione del cambiamento climatico;
- ÷ adattamento al cambiamento climatico;
- ÷ uso sostenibile e protezione delle risorse idriche e marine;
- ÷ transizione verso l'economia circolare, con riferimento anche a riduzione e riciclo dei rifiuti;
- ÷ prevenzione e controllo dell'inquinamento;
- ÷ protezione della biodiversità e della salute degli eco-sistemi.

In particolare, per essere eco-compatibile, un'attività deve soddisfare i seguenti criteri:

- ÷ contribuire positivamente ad almeno uno dei sei obiettivi ambientali;
- ÷ non produrre impatti negativi su nessun altro obiettivo;
- ÷ essere svolta nel rispetto di garanzie sociali minime (per esempio, quelle previste dalle linee guida dell'OCSE e dai documenti delle Nazioni Unite).

Pertanto, nel presente capitolo verrà effettuata la verifica di sostenibilità economica degli interventi, anche ai fini del finanziamento degli stessi nell'ambito del programma InvestEU, e per tale motivo si farà riferimento alle tre dimensioni della sostenibilità relative a tale programma. Le dimensioni di verifica sono:

- ÷ sostenibilità climatica;
- ÷ sostenibilità ambientale;
- ÷ sostenibilità sociale;

Al fine di dare una quantificazione monetaria delle positive ricadute per la collettività derivanti dalla transizione energetica programmata nel presente DEASP è inoltre indicato il valore economico delle esternalità (con esclusivo riferimento alla riduzione dell'impatto climalterante dei traffici portuali).

Al fine di evidenziare le positive ricadute su ambiti esterni a quelli portuali del processo di decarbonizzazione alla base del presente DEASP, viene appresso quantificato il valore economico della riduzione delle emissioni di GHG portuali e marittimi di Civitavecchia relativo all'ambiente ed al tessuto sociale, comunemente definito esternalità: infatti, al DEASP sono associati enormi benefici (di cui verrà dato il economico) anche per innumerevoli soggetti diversi da quelli direttamente coinvolti nei traffici ospitati dal porto di Civitavecchia.

15.1 Interventi che compongono il programma

La decarbonizzazione della rete elettrica portuale prevede la realizzazione dei seguenti interventi:

- ÷ impianto PV su aree retroportuali,
- ÷ impianto PV presso terminal "Autostrade del Mare",
- ÷ impianto PV presso edificio polifunzionale "Il Saraceno",
- ÷ Impianti PV presso sedi Capitaneria di Porto,
- ÷ efficientamento energetico edificio sede AdSP,
- ÷ efficientamento energetico terminal "Autostrade del Mare",
- ÷ efficientamento energetico sedi Capitaneria di Porto,
- ÷ impianto di accumulo su aree retroportuali,
- ÷ digitalizzazione rete elettrica portuale (rete neurale).

15.1.1 Interventi tesi a implementare la produzione di energia elettrica da F.E.R.

Il fabbisogno energetico (in MWh) delle utenze connesse alla rete elettrica portuale, ed a quelle connesse alla rete elettrica nazionale è previsto avere il seguente andamento.

Utenza Portuale	2019	2022	2030	2040	2050
Intestata ad AdSP	2.840	2.050	2.540	2.950	3.460
Connesse a reti	12.160	12.160	14.340	16.230	18.530
totale	15.000	14.210	16.880	19.180	21.990

Pertanto, la decarbonizzazione della rete elettrica portuale (considerando anche le eventuali altre utenze connesse alla rete elettrica nazionale) necessita di 21.990 MWh annui di energia elettrica prodotta da F.E.R.

Il presente Documento ha identificato quale F.E.R. industrialmente disponibile per l'AdSP (considerate anche le aree su cui andare ad installare gli impianti di produzione) quella fotovoltaica. Alcuni degli interventi prima indicati prevedono la produzione di energia elettrica per via PV.

Intervento	Potenza (kWp)	Energia (MWh)

PV su aree retroportuali	24.000,00	37.440
PV presso terminal AdM	102,48	120
PV presso “Il Saraceno”	180,00	240
PV presso CP	130,60	180
totale	24.413,08	37.980

I nuovi impianti PV assicurano una produzione (37.980) ampiamente superiore al massimo fabbisogno energetico ipotizzato (21.990 MWh).

15.1.2 Interventi tesi a ridurre il fabbisogno energetico portuale

Al fine di non disperdere le risorse naturali è necessario che le stesse sia gestite in maniera efficiente, pertanto alcuni interventi sono relativi alla riduzione del fabbisogno energetico di alcuni edifici, attraverso molteplici interventi di efficientamento energetico.

Intervento	Potenza (kWp)	Energia (MWh)
Effic. sede AdSP	-40 %	235
Effic. terminal AdM	-60%	265
Effic. sede CP	-50%	350
totale	n.a.	850

15.1.3 Interventi tesi a stabilizzare il sistema elettrico portuale

L'energia PV è intrinsecamente affetta dalla intermittente disponibilità, pertanto il suo utilizzo necessita della realizzazione di due interventi:

- ÷ impianto di accumulo su aree retroportuali, dimensionato in modo da soddisfare il fabbisogno energetico in ore di scarso irraggiamento solare (almeno 18MWh/2MW);
- ÷ digitalizzazione rete elettrica portuale (rete neurale), strumento indispensabile per consentire la decarbonazione della rete elettrica.

15.2 Priorità degli interventi

Alcuni interventi prima inerenti al processo di decarbonizzazione della rete elettrica portuale sono stati realizzati, per gli altri si riporta la priorità di attuazione determinata in funzione di numerose variabili:

- ÷ coerenza con pianificazione nazionale e comunitaria;
- ÷ riduzione costi operativi portuali;
- ÷ maturità delle tecnologie utilizzate;
- ÷ possibilità di attingere a finanziamenti nazionali e comunitari.

Appresso si riporta l'elenco degli interventi programmati in ordine di priorità.

Priorità	Intervento
1	Impianto PV su aree retroportuali
2	Impianto di accumulo su aree retroportuali
3	Impianto PV presso terminal “Autostrade del Mare”
4	Impianto PV presso edificio polifunzionale “Il Saraceno”
5	Impianti PV presso sedi Capitaneria di Porto

6	Efficientamento energetico edificio sede AdSP
7	Efficientamento energetico terminal “Autostrade del Mare”
8	Efficientamento energetico sedi Capitaneria di Porto
9	Digitalizzazione rete elettrica portuale (rete neurale)

15.3 Costo netto programma di decarbonizzazione rete elettrica portuale

I diversi interventi prima descritti hanno un notevole impatto economico e si articolano in un intervallo temporale variabile, il cui valore economico lordo è stimato in quasi 40 milioni di euro.

Intervento	Priorità	Valore (€.)
Impianto PV retroportuale	1	23.000.000,00
Impianto di accumulo su aree retroportuali	2	12.000.000,00
Impianto PV terminal “Autostrade del Mare”	3	300.000,00
Impianto PV centro “Il Saraceno”	4	400.000,00
Impianto PV Capitaneria di Porto	5	275.000,00
Efficientamento sede AdSP	6	350.000,00
Efficientamento terminal “Autostrade del Mare”	7	420.000,00
Efficientamento Capitaneria di Porto	8	800.000,00
Digitalizzazione rete elettrica portuale	9	2.000.000,00
totale		39.545.000,00

15.4 Sostenibilità climatica

La sostenibilità climatica del DEASP ha comporta la verifica dei seguenti parametri:

- ÷ la **neutralità climatica**, valutare la coerenza con le ambizioni e gli impegni dell'UE in materia di clima, per integrare i costi delle emissioni di gas serra relative ai progetti proposti, nonché per riflettere il positivo effetti delle misure di mitigazione del clima nell'analisi delle opzioni, nella valutazione economica e / o nel rapporto costi-benefici analisi;
- ÷ la **resilienza climatica**, garantire la resilienza ai potenziali impatti negativi del cambiamento climatico attraverso una vulnerabilità climatica e una valutazione del rischio e attraverso l'attuazione di adeguate misure di adattamento pertinenti (qualora necessarie).

15.4.1 Neutralità climatica

Mitigare il cambiamento climatico significa compiere sforzi per ridurre o aumentare le emissioni di gas serra, attraverso le azioni indicate nel presente DEASP tese ad anticipare gli obiettivi di riduzione delle emissioni di GHG fissati dell'UE per il 2030 e 2050. Il raggiungimento degli obiettivi dell'UE e, a livello globale, degli obiettivi dell'accordo di Parigi richiede il passaggio fondamentale dell'economia portuale da attività ad alto tenore di carbonio allo sviluppo di attività a basse emissioni di carbonio (basate sull'energia rinnovabile), in combinazione con progressi significativi nell'efficienza energetica e delle risorse. Il principio di "efficienza energetica prima di tutto" sottolinea la necessità di dare la priorità a misure alternative di efficienza energetica efficienti in termini di costi durante la realizzazione degli interventi, in particolare risparmi energetici degli usi

finali economicamente vantaggiosi, ecc. La quantificazione e la monetizzazione delle emissioni di GHG possono supportare le decisioni di investimento basate su tale principio.

Per verificare e valutare la compatibilità dei progetti proposti con gli obiettivi di neutralità climatica dell'UE, si è applicato il principio del “non fare danni significativi” (Do No Significant Harm – DNHS) alle azioni di mitigazione del cambiamento climatico dei diversi fattori oggetto del regolamento sulla tassonomia dell'UE.

15.4.1.1 Carbon foot-print e monetizzazione delle emissioni di gas serra

Come descritto, la mitigazione del cambiamento climatico riguarda la riduzione e la limitazione delle emissioni di gas serra il riscaldamento globale. Progetti e altri tipi di investimenti possono contribuire a questo, ad esempio, attraverso la progettazione e la selezione di alternative a basse emissioni di carbonio.

In questo DEASP, il carbon foot-print viene utilizzata non solo per stimare le emissioni di gas serra derivante dei diversi interventi descritti, ma per supportare il processo decisionale (di scelta dei diversi interventi del DEASP) di soluzioni a basse emissioni di carbonio durante le fasi di pianificazione e progettazione, anche nella fase di classificazione e selezione delle opzioni di intervento alternativo (come nel caso dell'elettrificazione delle banchine), al fine di promuovere considerazioni e soluzioni a basse emissioni di carbonio, di indubbia utilità nell'analisi delle opzioni e nella stima economica o nell'analisi costi-benefici.

Le emissioni di GHG saranno monetizzate e integrate nella valutazione economica e nella selezione di opzioni a basse emissioni di carbonio e riferito al comitato per gli investimenti nell'ambito dell'esercizio di verifica della sostenibilità.

Al fine di determinare il valore economico associato alla decarbonizzazione, la Commissione europea ha stabilito il “costo ombra” minimo delle emissioni di CO₂ (€/tonn.CO₂), per il periodo 2020 – 2050, che alla base della stima delle esternalità monetaria associate al DEASP.

Anno	Costo	Anno	Costo	Anno	Costo
2021	97,00	2031	278,00	2041	552,00
2022	114,00	2032	306,00	2042	579,00
2023	131,00	2033	334,00	2043	606,00
2024	148,00	2034	362,00	2044	633,00
2025	165,00	2035	390,00	2045	660,00
2026	182,00	2036	417,00	2046	688,00
2027	199,00	2037	444,00	2047	716,00
2028	216,00	2038	471,00	2048	744,00
2029	233,00	2039	498,00	2049	772,00
2030	250,00	2040	525,00	2050	800,00

15.4.2 Resilienza climatica

Questa verifica è tesa ad identificare e valutare i potenziali rischi legati ai cambiamenti climatici - attuali e futuri - per gli interventi che compongono il DEASP.

La vulnerabilità di un progetto è determinata da una combinazione di due aspetti:

- (i) quanto sono sensibili le componenti del progetto riguardo i rischi climatici in generale (sensibilità); e
- (ii) (la probabilità di questi pericoli che si verificano nel luogo del progetto ora e in futuro (esposizione). Questi due aspetti possono essere valutati in dettaglio separatamente (come descritto di seguito) o insieme.

15.4.2.1 Analisi di sensibilità climatica

Lo scopo dell'analisi di sensibilità è identificare quali rischi climatici sono rilevanti per lo specifico tipo di investimento, indipendentemente dalla sua ubicazione. L'analisi di sensibilità dovrebbe coprire il progetto in modo completo, esaminando le varie componenti del progetto e come funzionano i progetti all'interno della rete o del sistema più ampio.

Un punteggio di "alto", "medio" o "basso" dovrebbe essere assegnato per ogni pericolo climatico:

- ÷ **alto**, il rischio climatico può avere un impatto significativo su asset e processi, ingressi, uscite e collegamenti di trasporto;
- ÷ **medio**, il rischio climatico può avere un lieve impatto su asset e processi, ingressi, uscite e collegamenti di trasporto;
- ÷ **basso**, il pericolo climatico non ha (o ha un impatto insignificante).

15.4.2.2 Analisi di esposizione

Lo scopo dell'analisi dell'esposizione è identificare quali pericoli sono rilevanti per il progetto pianificato posizione, indipendentemente dal tipo di progetto. L'analisi dell'esposizione può essere suddivisa in due parti:

- ÷ esposizione al clima attuale;
- ÷ l'esposizione al clima futuro atteso.

I dati storici disponibili e i dati attuali per la posizione pertinente dovrebbero essere utilizzati per valutare l'esposizione al clima attuale e passata. Le proiezioni del modello climatico possono essere utilizzate per capire come può cambiare il livello di esposizione il futuro. Particolare attenzione dovrebbe essere data ai cambiamenti nella frequenza e nell'intensità degli eventi meteorologici estremi.

Anche in questo caso un punteggio di "alto", "medio" o "basso" dovrebbe essere assegnato per ogni pericolo climatico.

15.4.2.3 Analisi di vulnerabilità

L'analisi della vulnerabilità combina i risultati delle analisi di sensibilità e di esposizione, rispettivamente, per identificare i pericoli più rilevanti gli interventi proposti (questi possono essere considerati come quelli aventi vulnerabilità con un ranking "medio" o "alto").

15.5 Modalità di calcolo delle esternalità monetarie associate al DEASP

Sono state volutamente non considerate le positive esternalità associate a due delle tre dimensioni della sostenibilità (ambientale e sociale) in quanto non correlate allo scopo fissato dal DEASP (pianificare la transizione energetica degli ambiti portuali), pertanto le esternalità derivanti dall'implementazione delle attività prima indicate, è sicuramente superiore a quelle appresso

calcolate. Dal DEASP derivano notevoli esternalità economiche (associate alla sola decarbonizzazione) che verranno stimate in base:

÷ valore economico minimo delle emissioni di CO₂;

÷ andamento emissioni portuali.

15.5.1 Costo ombra delle emissioni di CO₂

Al fine di determinare il valore economico associato alla decarbonizzazione, la Commissione europea ha stabilito il “costo ombra” minimo delle emissioni di CO₂ (€/tonn.CO₂), per il periodo 2020 – 2050, che alla base della stima delle esternalità monetaria associate al DEASP.

Anno	Costo	Anno	Costo	Anno	Costo
2021	97,00	2031	278,00	2041	552,00
2022	114,00	2032	306,00	2042	579,00
2023	131,00	2033	334,00	2043	606,00
2024	148,00	2034	362,00	2044	633,00
2025	165,00	2035	390,00	2045	660,00
2026	182,00	2036	417,00	2046	688,00
2027	199,00	2037	444,00	2047	716,00
2028	216,00	2038	471,00	2048	744,00
2029	233,00	2039	498,00	2049	772,00
2030	250,00	2040	525,00	2050	800,00

15.6 Esternalità decarbonizzazione edifici AdSP

La riduzione delle emissioni portuali verrà stimata attraverso la comparazione della differenza delle emissioni di CO₂ associate al modello BAU (Business As Usual), vale a dire senza l'implementazione delle iniziative prima elencate, con quelle associate al cronoprogramma di implementazione delle diverse iniziative descritte nel DEASP.

15.6.1 Andamento fabbisogno energetico

Appresso si riporta l'andamento del fabbisogno energetico (in MWh) ipotizzato avere un andamento lineare tra i valori prima indicati per gli anni di verifica (2030, 2040 e 2050).

Anno	Fabbisogno	Anno	Fabbisogno	Anno	Fabbisogno
2021	540	2031	681	2041	793
2022	540	2032	692	2042	806
2023	556	2033	703	2043	819
2024	568	2034	714	2044	832
2025	589	2035	725	2045	845
2026	605	2036	736	2046	858
2027	621	2037	747	2047	871
2028	638	2038	758	2048	884
2029	654	2039	769	2049	897
2030	670	2040	780	2050	910

15.6.2 Andamento fattore emissivo di CO2 per R.E.N.

Si ipotizza che le emissioni associate all'energia elettrica prelevata dalla R.E.N. abbiano una decrescita costante, e che, in conformità a quanto stabilito dagli obiettivi comunitari, si azzerino nel 2050: il valore emissivo iniziale del parco produttivo nazionale è stimato essere pari a 354 kgCO₂/MWh (2021), e quello finale è pari a 0 (2050), secondo l'andamento appresso indicato.

grCO ₂ /kWh	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	354	354	180	80	0

15.6.3 Emissioni di CO2 da connessione a R.E.N.

Si ipotizza che le emissioni associate all'energia elettrica prelevata dalla R.E.N. abbiano una decrescita costante, e che, in conformità a quanto stabilito dagli obiettivi comunitari, si azzerino nel 2050: il valore emissivo iniziale del parco produttivo nazionale è stimato essere pari a 354 kgCO₂/MWh (2021), e quello finale è pari a 0 (2050), secondo l'andamento appresso indicato.

Si ipotizza, che la riduzione dei regimi emissivi abbia un andamento lineare tra i valori prima indicati per gli anni di verifica (2030, 2040 e 2050).

Appresso si riporta l'andamento ipotizzato per le emissioni di CO₂, stimato ammontare nell'intero periodo di riferimento in kg.2.824.517.

Anno	Emissioni	Anno	Emissioni	Anno	Emissioni
2021	191.160	2031	115.770	2041	57.096
2022	191.160	2032	110.720	2042	51.584
2023	184.814	2033	105.450	2043	45.864
2024	176.500	2034	99.960	2044	39.936
2025	170.002	2035	94.250	2045	33.800
2026	161.535	2036	88.320	2046	27.456
2027	152.362	2037	82.170	2047	20.904
2028	142.481	2038	75.800	2048	14.144
2029	131.894	2039	69.210	2049	7.176
2030	120.600	2040	62.400	2050	0

15.6.4 Riduzione emissioni di CO2 da processo di decarbonizzazione

Ipotizzando di utilizzare esclusivamente impianti FER portuali per soddisfare il fabbisogno energetico delle utenze connettabili alla rete elettrica portuale si ha che le emissioni di GHG si azzerano sin dal 2021.

Pertanto, la riduzione delle emissioni di GHG è ipotizzata avere l'andamento seguente.

Anno	Riduzione	Anno	Riduzione	Anno	Riduzione
2021	191.160	2031	157.945	2041	87.121
2022	184.568	2032	152.049	2042	78.710
2023	183.332	2033	145.885	2043	69.982
2024	180.410	2034	139.452	2044	60.937
2025	179.670	2035	132.750	2045	51.574
2026	177.244	2036	125.780	2046	41.894
2027	174.421	2037	118.541	2047	31.897

2028	171.202	2038	111.034	2048	21.582
2029	167.585	2039	103.258	2049	10.949
2030	163.572	2040	95.214	2050	0

15.6.5 Valore economico esternalità

Il valore economico delle esternalità associate all'implementazione delle misure previste nel DEASP può essere stimato moltiplicando il valore annuo del “costo ombra” delle emissioni di CO2 stabilito dalla Commissione Europea, con la riduzione delle emissioni di CO2 che si stima sia annualmente associato all'implementazione delle misure previste dal DEASP.

Appresso si riporta l'andamento ipotizzato delle esternalità associate al processo di decarbonizzazione, stimato ammontare nell'intero periodo di riferimento in €.807.248,42.

Anno	Esternalità	Anno	Esternalità	Anno	Esternalità
2021	18.542,52	2031	32.184,06	2041	31.516,99
2022	21.792,24	2032	33.880,32	2042	29.867,14
2023	24.210,64	2033	35.220,30	2043	27.793,58
2024	26.121,98	2034	36.185,52	2044	25.279,49
2025	28.050,26	2035	36.757,50	2045	22.308,00
2026	29.399,37	2036	36.829,44	2046	18.889,73
2027	30.319,95	2037	36.483,48	2047	14.967,26
2028	30.775,95	2038	35.701,80	2048	10.523,14
2029	30.731,32	2039	34.466,58	2049	5.539,87
2030	30.150,00	2040	32.760,00	2050	0,00

15.7 Esternalità decarbonizzazione illuminazione pubblica

La riduzione delle emissioni portuali verrà stimata attraverso la comparazione della differenza delle emissioni di CO2 associate al modello BAU (Business As Usual), vale a dire senza l'implementazione delle iniziative prima elencate, con quelle associate al cronoprogramma di implementazione delle diverse iniziative descritte nel DEASP.

15.7.1 Andamento fabbisogno energetico

Appresso si riporta l'andamento del fabbisogno energetico (in MWh) ipotizzato avere un andamento lineare tra i valori prima indicati per gli anni di verifica (2030, 2040 e 2050).

Anno	Fabbisogno	Anno	Fabbisogno	Anno	Fabbisogno
2021	1.310	2031	640	2041	743
2022	510	2032	650	2042	756
2023	525	2033	660	2043	769
2024	540	2034	670	2044	782
2025	555	2035	680	2045	795
2026	570	2036	690	2046	808
2027	585	2037	700	2047	821
2028	600	2038	710	2048	834

2029	615	2039	720	2049	847
2030	630	2040	730	2050	860

15.7.2 Andamento fattore emissivo di CO2 per R.E.N.

Si ipotizza che le emissioni associate all'energia elettrica prelevata dalla R.E.N. abbiano una decrescita costante, e che, in conformità a quanto stabilito dagli obiettivi comunitari, si azzerino nel 2050: il valore emissivo iniziale del parco produttivo nazionale è stimato essere pari a 354 kgCO₂/MWh (2021), e quello finale è pari a 0 (2050), secondo l'andamento appresso indicato.

grCO₂/kWh	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	354	354	180	80	0

15.7.3 Emissioni di CO2 da connessione a R.E.N.

Si ipotizza che le emissioni associate all'energia elettrica prelevata dalla R.E.N. abbiano una decrescita costante, e che, in conformità a quanto stabilito dagli obiettivi comunitari, si azzerino nel 2050: il valore emissivo iniziale del parco produttivo nazionale è stimato essere pari a 354 kgCO₂/MWh (2021), e quello finale è pari a 0 (2050), secondo l'andamento appresso indicato.

Si ipotizza, che la riduzione dei regimi emissivi abbia un andamento lineare tra i valori prima indicati per gli anni di verifica (2030, 2040 e 2050).

Appresso si riporta l'andamento ipotizzato per le emissioni di CO₂, stimato ammontare nell'intero periodo di riferimento in kg.2.941.835.

Anno	Emissioni	Anno	Emissioni	Anno	Emissioni
2021	463.740	2031	108.800	2041	53.496
2022	180.540	2032	104.000	2042	48.384
2023	174.431	2033	99.000	2043	43.064
2024	167.670	2034	93.800	2044	37.536
2025	160.256	2035	88.400	2045	31.800
2026	152.190	2036	82.800	2046	25.856
2027	143.471	2037	77.000	2047	19.704
2028	134.100	2038	71.000	2048	13.344
2029	124.076	2039	64.800	2049	6.776
2030	113.400	2040	58.400	2050	0

15.7.4 Riduzione emissioni di CO2 da processo di decarbonizzazione

Ipotizzando di utilizzare esclusivamente impianti FER portuali per soddisfare il fabbisogno energetico delle utenze connettabili alla rete elettrica portuale si ha che le emissioni di GHG si azzerano sin dal 2021.

Pertanto, la riduzione delle emissioni di GHG è ipotizzata avere l'andamento seguente.

Anno	Riduzione	Anno	Riduzione	Anno	Riduzione
2021	463.740	2031	108.800	2041	53.496
2022	180.540	2032	104.000	2042	48.384
2023	174.431	2033	99.000	2043	43.064
2024	167.670	2034	93.800	2044	37.536
2025	160.256	2035	88.400	2045	31.800

2026	152.190	2036	82.800	2046	25.856
2027	143.471	2037	77.000	2047	19.704
2028	134.100	2038	71.000	2048	13.344
2029	124.076	2039	64.800	2049	6.776
2030	113.400	2040	58.400	2050	0

15.7.5 Valore economico esternalità

Il valore economico delle esternalità associate all'implementazione delle misure previste nel DEASP può essere stimato moltiplicando il valore annuo del "costo ombra" delle emissioni di CO2 stabilito dalla Commissione Europea, con la riduzione delle emissioni di CO2 che si stima sia annualmente associato all'implementazione delle misure previste dal DEASP.

Appresso si riporta l'andamento ipotizzato delle esternalità associate al processo di decarbonizzazione, stimato ammontare nell'intero periodo di riferimento in €.786.247,20.

Anno	Esternalità	Anno	Esternalità	Anno	Esternalità
2021	44.982,78	2031	30.246,40	2041	29.529,79
2022	20.581,56	2032	31.824,00	2042	28.014,34
2023	22.850,49	2033	33.066,00	2043	26.096,78
2024	24.815,16	2034	33.955,60	2044	23.760,29
2025	26.442,28	2035	34.476,00	2045	20.988,00
2026	27.698,58	2036	34.527,60	2046	17.788,93
2027	28.550,78	2037	34.188,00	2047	14.108,06
2028	28.965,60	2038	33.441,00	2048	9.927,94
2029	28.909,77	2039	32.270,40	2049	5.231,07
2030	28.350,00	2040	30.660,00	2050	0,00

15.8 Esternalità decarbonizzazione impianti tecnologici

La riduzione delle emissioni portuali verrà stimata attraverso la comparazione della differenza delle emissioni di CO2 associate al modello BAU (Business As Usual), vale a dire senza l'implementazione delle iniziative prima elencate, con quelle associate al cronoprogramma di implementazione delle diverse iniziative descritte nel DEASP.

15.8.1 Andamento fabbisogno energetico

Appresso si riporta l'andamento del fabbisogno energetico (in MWh) ipotizzato avere un andamento lineare tra i valori prima indicati per gli anni di verifica (2030, 2040 e 2050).

Anno	Fabbisogno	Anno	Fabbisogno	Anno	Fabbisogno
2021	1.000	2031	1.260	2041	1.465
2022	1.000	2032	1.280	2042	1.490
2023	1.030	2033	1.300	2043	1.515
2024	1.060	2034	1.320	2044	1.540
2025	1.090	2035	1.340	2045	1.565
2026	1.120	2036	1.360	2046	1.590

2027	1.150	2037	1.380	2047	1.615
2028	1.180	2038	1.400	2048	1.640
2029	1.210	2039	1.420	2049	1.665
2030	1.240	2040	1.440	2050	1.690

15.8.2 Andamento fattore emissivo di CO₂ per R.E.N.

Si ipotizza che le emissioni associate all'energia elettrica prelevata dalla R.E.N. abbiano una decrescita costante, e che, in conformità a quanto stabilito dagli obiettivi comunitari, si azzerino nel 2050: il valore emissivo iniziale del parco produttivo nazionale è stimato essere pari a 354 kgCO₂/MWh (2021), e quello finale è pari a 0 (2050), secondo l'andamento appresso indicato.

grCO₂/kWh	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	354	354	180	80	0

15.8.3 Emissioni di CO₂ da connessione a R.E.N.

Si ipotizza che le emissioni associate all'energia elettrica prelevata dalla R.E.N. abbiano una decrescita costante, e che, in conformità a quanto stabilito dagli obiettivi comunitari, si azzerino nel 2050: il valore emissivo iniziale del parco produttivo nazionale è stimato essere pari a 354 kgCO₂/MWh (2021), e quello finale è pari a 0 (2050), secondo l'andamento appresso indicato.

Si ipotizza, che la riduzione dei regimi emissivi abbia un andamento lineare tra i valori prima indicati per gli anni di verifica (2030, 2040 e 2050).

Appresso si riporta l'andamento ipotizzato per le emissioni di CO₂, stimato ammontare nell'intero periodo di riferimento in kg. 5.228.610.

Anno	Emissioni	Anno	Emissioni	Anno	Emissioni
2021	354.000	2031	214.200	2041	105.480
2022	354.000	2032	204.800	2042	95.360
2023	342.218	2033	195.000	2043	84.840
2024	329.130	2034	184.800	2044	73.920
2025	314.738	2035	174.200	2045	62.600
2026	299.040	2036	163.200	2046	50.880
2027	282.038	2037	151.800	2047	38.760
2028	263.730	2038	140.000	2048	26.240
2029	244.118	2039	127.800	2049	13.320
2030	223.200	2040	115.200	2050	0

15.8.4 Riduzione emissioni di CO₂ da processo di decarbonizzazione

Ipotizzando di utilizzare esclusivamente impianti FER portuali per soddisfare il fabbisogno energetico delle utenze connettabili alla rete elettrica portuale si ha che le emissioni di GHG si azzerano sin dal 2021.

Pertanto, la riduzione delle emissioni di GHG è ipotizzata avere l'andamento seguente.

Anno	Riduzione	Anno	Riduzione	Anno	Riduzione
2021	354.000	2031	214.200	2041	105.480
2022	354.000	2032	204.800	2042	95.360
2023	342.218	2033	195.000	2043	84.840

2024	329.130	2034	184.800	2044	73.920
2025	314.738	2035	174.200	2045	62.600
2026	299.040	2036	163.200	2046	50.880
2027	282.038	2037	151.800	2047	38.760
2028	263.730	2038	140.000	2048	26.240
2029	244.118	2039	127.800	2049	13.320
2030	223.200	2040	115.200	2050	0

15.8.5 Valore economico esternalità

Il valore economico delle esternalità associate all'implementazione delle misure previste nel DEASP può essere stimato moltiplicando il valore annuo del “costo ombra” delle emissioni di CO2 stabilito dalla Commissione Europea, con la riduzione delle emissioni di CO2 che si stima sia annualmente associato all'implementazione delle misure previste dal DEASP.

Appresso si riporta l'andamento ipotizzato delle esternalità associate al processo di decarbonizzazione, stimato ammontare nell'intero periodo di riferimento in €.1.493.585,22.

Anno	Esternalità	Anno	Esternalità	Anno	Esternalità
2021	34.338,00	2031	59.547,60	2041	58.224,96
2022	40.356,00	2032	62.668,80	2042	55.213,44
2023	44.830,49	2033	65.130,00	2043	51.413,04
2024	48.711,24	2034	66.897,60	2044	46.791,36
2025	51.931,69	2035	67.938,00	2045	41.316,00
2026	54.425,28	2036	68.054,40	2046	35.005,44
2027	56.125,46	2037	67.399,20	2047	27.752,16
2028	56.965,68	2038	65.940,00	2048	19.522,56
2029	56.879,38	2039	63.644,40	2049	10.283,04
2030	55.800,00	2040	60.480,00	2050	0,00

15.9 Esternalità decarbonizzazione utenze connesse a reti elettriche

La riduzione delle emissioni portuali verrà stimata attraverso la comparazione della differenza delle emissioni di CO₂ associate al modello BAU (Business As Usual), vale a dire senza l'implementazione delle iniziative prima elencate, con quelle associate al cronoprogramma di implementazione delle diverse iniziative descritte nel DEASP.

15.9.1 Andamento fabbisogno energetico

Appresso si riporta l'andamento del fabbisogno energetico (in MWh) ipotizzato avere un andamento lineare tra i valori prima indicati per gli anni di verifica (2030, 2040 e 2050).

Anno	Fabbisogno	Anno	Fabbisogno	Anno	Fabbisogno
2021	12.160	2031	14.529	2041	16.460
2022	12.160	2032	14.718	2042	16.690
2023	12.433	2033	14.907	2043	16.920
2024	12.705	2034	15.096	2044	17.150

2025	12.978	2035	15.285	2045	17.380
2026	13.250	2036	15.474	2046	17.610
2027	13.523	2037	15.663	2047	17.840
2028	13.795	2038	15.852	2048	18.070
2029	14.068	2039	16.041	2049	18.300
2030	14.340	2040	16.230	2050	18.530

15.9.2 Andamento fattore emissivo di CO₂ per R.E.N.

Si ipotizza che le emissioni associate all'energia elettrica prelevata dalla R.E.N. abbiano una decrescita costante, e che, in conformità a quanto stabilito dagli obiettivi comunitari, si azzerino nel 2050: il valore emissivo iniziale del parco produttivo nazionale è stimato essere pari a 354 kgCO₂/MWh (2021), e quello finale è pari a 0 (2050), secondo l'andamento appresso indicato.

grCO ₂ /kWh	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	354	354	180	80	0

15.9.3 Emissioni di CO₂ da connessione a R.E.N.

Si ipotizza che le emissioni associate all'energia elettrica prelevata dalla R.E.N. abbiano una decrescita costante, e che, in conformità a quanto stabilito dagli obiettivi comunitari, si azzerino nel 2050: il valore emissivo iniziale del parco produttivo nazionale è stimato essere pari a 354 kgCO₂/MWh (2021), e quello finale è pari a 0 (2050), secondo l'andamento appresso indicato.

Si ipotizza, che la riduzione dei regimi emissivi abbia un andamento lineare tra i valori prima indicati per gli anni di verifica (2030, 2040 e 2050).

Appresso si riporta l'andamento ipotizzato per le emissioni di CO₂, stimato ammontare nell'intero periodo di riferimento in kg. 61.003.628.

Anno	Emissioni	Anno	Emissioni	Anno	Emissioni
2021	4.304.640	2031	2.469.930	2041	1.185.120
2022	4.304.640	2032	2.354.880	2042	1.068.160
2023	4.130.698	2033	2.236.050	2043	947.520
2024	3.944.903	2034	2.113.440	2044	823.200
2025	3.747.253	2035	1.987.050	2045	695.200
2026	3.537.750	2036	1.856.880	2046	563.520
2027	3.316.393	2037	1.722.930	2047	428.160
2028	3.083.183	2038	1.585.200	2048	289.120
2029	2.838.118	2039	1.443.690	2049	146.400
2030	2.581.200	2040	1.298.400	2050	0

15.9.4 Riduzione emissioni di CO₂ da processo di decarbonizzazione

Ipotizzando di utilizzare esclusivamente impianti FER portuali per soddisfare il fabbisogno energetico delle utenze connettabili alla rete elettrica portuale si ha che le emissioni di GHG si azzerano sin dal 2021.

Pertanto, la riduzione delle emissioni di GHG è ipotizzata avere l'andamento seguente.

Anno	Riduzione	Anno	Riduzione	Anno	Riduzione
2021	4.304.640	2031	2.469.930	2041	1.185.120

2022	4.304.640	2032	2.354.880	2042	1.068.160
2023	4.130.698	2033	2.236.050	2043	947.520
2024	3.944.903	2034	2.113.440	2044	823.200
2025	3.747.253	2035	1.987.050	2045	695.200
2026	3.537.750	2036	1.856.880	2046	563.520
2027	3.316.393	2037	1.722.930	2047	428.160
2028	3.083.183	2038	1.585.200	2048	289.120
2029	2.838.118	2039	1.443.690	2049	146.400
2030	2.581.200	2040	1.298.400	2050	0

15.9.5 Valore economico esternalità

Il valore economico delle esternalità associate all'implementazione delle misure previste nel DEASP può essere stimato moltiplicando il valore annuo del "costo ombra" delle emissioni di CO2 stabilito dalla Commissione Europea, con la riduzione delle emissioni di CO2 che si stima sia annualmente associato all'implementazione delle misure previste dal DEASP.

Appresso si riporta l'andamento ipotizzato delle esternalità associate al processo di decarbonizzazione, stimato ammontare nell'intero periodo di riferimento in €.17.157.716,51.

Anno	Esternalità	Anno	Esternalità	Anno	Esternalità
2021	417.550,08	2031	686.640,54	2041	654.186,24
2022	490.728,96	2032	720.593,28	2042	618.464,64
2023	541.121,45	2033	746.840,70	2043	574.197,12
2024	583.845,57	2034	765.065,28	2044	521.085,60
2025	618.296,77	2035	774.949,50	2045	458.832,00
2026	643.870,50	2036	774.318,96	2046	387.701,76
2027	659.962,23	2037	764.980,92	2047	306.562,56
2028	665.967,42	2038	746.629,20	2048	215.105,28
2029	661.281,52	2039	718.957,62	2049	113.020,80
2030	645.300,00	2040	681.660,00	2050	0,00

15.10 Esternalità decarbonizzazione rete elettrica portuale

Alcuni degli interventi prima indicati afferiscono alla decarbonizzazione delle utenze portuali collegate a reti che è possibile decarbonizzare con l'implementazione degli interventi di competenza dell'AdSP.

15.10.1 Andamento fabbisogno energetico

Appresso si riporta l'andamento del fabbisogno energetico (in MWh) ipotizzato avere un andamento lineare tra i valori prima indicati per gli anni di verifica (2030, 2040 e 2050).

Anno	Fabbisogno	Anno	Fabbisogno	Anno	Fabbisogno
2021	15.010	2031	17.110	2041	19.461
2022	14.210	2032	17.340	2042	19.742
2023	14.544	2033	17.570	2043	20.023

2024	14.873	2034	17.800	2044	20.304
2025	15.211	2035	18.030	2045	20.585
2026	15.545	2036	18.260	2046	20.866
2027	15.879	2037	18.490	2047	21.147
2028	16.213	2038	18.720	2048	21.428
2029	16.546	2039	18.950	2049	21.709
2030	16.880	2040	19.180	2050	21.990

15.10.2 Andamento fattore emissivo di CO₂ per R.E.N.

Si ipotizza che le emissioni associate all'energia elettrica prelevata dalla R.E.N. abbiano una decrescita costante, e che, in conformità a quanto stabilito dagli obiettivi comunitari, si azzerino nel 2050: il valore emissivo iniziale del parco produttivo nazionale è stimato essere pari a 354 kgCO₂/MWh (2021), e quello finale è pari a 0 (2050), secondo l'andamento appresso indicato.

grCO₂/kWh	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	354	354	180	80	0

15.10.3 Emissioni di CO₂ da connessione a R.E.N.

Si ipotizza che le emissioni associate all'energia elettrica prelevata dalla R.E.N. abbiano una decrescita costante, e che, in conformità a quanto stabilito dagli obiettivi comunitari, si azzerino nel 2050: il valore emissivo iniziale del parco produttivo nazionale è stimato essere pari a 354 kgCO₂/MWh (2021), e quello finale è pari a 0 (2050), secondo l'andamento appresso indicato.

Si ipotizza, che la riduzione dei regimi emissivi abbia un andamento lineare tra i valori prima indicati per gli anni di verifica (2030, 2040 e 2050).

Appresso si riporta l'andamento ipotizzato per le emissioni di CO₂, stimato ammontare nell'intero periodo di riferimento in kg. 71.998.590.

Anno	Emissioni	Anno	Emissioni	Anno	Emissioni
2021	5.313.540	2031	2.908.700	2041	1.401.192
2022	5.030.340	2032	2.774.400	2042	1.263.488
2023	4.832.161	2033	2.635.500	2043	1.121.288
2024	4.618.202	2034	2.492.000	2044	974.592
2025	4.392.248	2035	2.343.900	2045	823.400
2026	4.150.515	2036	2.191.200	2046	667.712
2027	3.894.263	2037	2.033.900	2047	507.528
2028	3.623.494	2038	1.872.000	2048	342.848
2029	3.338.206	2039	1.705.500	2049	173.672
2030	3.038.400	2040	1.534.400	2050	0

15.10.4 Riduzione emissioni di CO₂ da processo di decarbonizzazione

Ipotizzando di utilizzare esclusivamente impianti FER portuali per soddisfare il fabbisogno energetico delle utenze connettabili alla rete elettrica portuale si ha che le emissioni di GHG si azzerano sin dal 2021.

Pertanto, la riduzione delle emissioni di GHG è ipotizzata avere l'andamento seguente.

Anno	Riduzione	Anno	Riduzione	Anno	Riduzione

2021	5.313.540	2031	2.908.700	2041	1.401.192
2022	5.030.340	2032	2.774.400	2042	1.263.488
2023	4.832.161	2033	2.635.500	2043	1.121.288
2024	4.618.202	2034	2.492.000	2044	974.592
2025	4.392.248	2035	2.343.900	2045	823.400
2026	4.150.515	2036	2.191.200	2046	667.712
2027	3.894.263	2037	2.033.900	2047	507.528
2028	3.623.494	2038	1.872.000	2048	342.848
2029	3.338.206	2039	1.705.500	2049	173.672
2030	3.038.400	2040	1.534.400	2050	0

15.10.5 Valore economico esternalità

Il valore economico delle esternalità associate all'implementazione delle misure previste nel DEASP può essere stimato moltiplicando il valore annuo del "costo ombra" delle emissioni di CO2 stabilito dalla Commissione Europea, con la riduzione delle emissioni di CO2 che si stima sia annualmente associato all'implementazione delle misure previste dal DEASP.

Appresso si riporta l'andamento ipotizzato delle esternalità associate al processo di decarbonizzazione, stimato ammontare nell'intero periodo di riferimento in € 20.244.797,35.

Anno	Esternalità	Anno	Esternalità	Anno	Esternalità
2021	515.413,38	2031	808.618,60	2041	773.457,98
2022	573.458,76	2032	848.966,40	2042	731.559,55
2023	633.013,08	2033	880.257,00	2043	679.500,53
2024	683.493,95	2034	902.104,00	2044	616.916,74
2025	724.720,99	2035	914.121,00	2045	543.444,00
2026	755.393,73	2036	913.730,40	2046	459.385,86
2027	774.958,42	2037	903.051,60	2047	363.390,05
2028	782.674,65	2038	881.712,00	2048	255.078,91
2029	777.801,98	2039	849.339,00	2049	134.074,78
2030	759.600,00	2040	805.560,00	2050	0,00

15.11 Coerenza interventi con pianificazione nazionale

Con nota assunta in data 10.03.2021 al n.3472 del protocollo dell'Ente, il Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) ha comunicato all'Ente che il programma Next Generation EU, nella versione approvata il 12.01.2021, e tuttora in corso di approfondimento, prevede il finanziamento del Progetto denominato Green Ports, per un importo complessivo di € 270.000.000,00, per la realizzazione di interventi volti alla riduzione delle emissioni climalteranti, la produzione di energia da fonti rinnovabili e, in generale, la riduzione dell'inquinamento nei porti, nell'ambito degli obiettivi delle Linee Guida dei Documenti Energetico Ambientali delle Autorità di Sistema Portuale (DEASP).

Visto il DEASP approvato a seguito della Delibera del comitato di Gestione n.66 del 20.11.2020, il MiTE ha richiesto a questa AdSP la trasmissione delle proposte progettuali inerenti alla decarbonizzazione dei traffici portuali di Civitavecchia.

L'Ente ha riscontrato la nota del MiTE, con prot.4212 del 25.03.2021, trasmettendo alcune schede descrittive degli interventi indicati al precedente paragrafo unitamente ad altre proposte progettuali.

15.12 Criticità amministrative per creazione comunità energetica

La decarbonizzazione della rete elettrica può essere conseguita in modalità:

- ÷ **diretta**, attraverso la connessione della rete elettrica portuale agli impianti di produzione ed accumulo da F.E.R. (fotovoltaico);
- ÷ **indiretta**, attraverso la connessione della rete elettrica nazionale degli impianti di produzione ed accumulo da F.E.R. (fotovoltaico), e computo della riduzione della quantità di GHG a beneficio della rete elettrica portuale.

Alla data del presente DEASP le disposizioni amministrative (TISDC) che regolano la connessione alla rete elettrica portuale, gli impianti PV da realizzarsi negli ambiti retroportuali non possono essere connessi alla rete elettrica portuale.

L'Ente reputa opportuno avviare presso i competenti ministeri (ed ARERA) una apposita istruttoria tesa a rendere possibile la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica da F.E.R. ubicati all'esterno del porto (ma necessari a dare corso a quanto stabilito dall'art.4bis della Legge 84/1994, e dalla pianificazione regionale, nazionale e comunitaria in materia) alla rete elettrica portuale.

15.13 Costo netto del programma

Come visto il Capex (a base d'asta) del programma di decarbonizzazione della rete elettrica portuale è pari a €.39.545.000,00.

Il costo netto del programma dipende dalla modalità di decarbonizzazione attuata (diretta o indiretta), ed appresso riassunto.

15.13.1 Costo netto decarbonizzazione diretta

Al Capex va sottratto il beneficio monetario per i Terzi (esternalità), nonché la riduzione dei costi amministrativi inerenti alla connessione diretta degli impianti esterni al porto alle utenze portuali (circa 90,00 €/MWh), e l'introito per l'AdSP dovuto alla vendita del surplus di produzione energetica (circa 30,00 €/MWh).

Ipotizzando di avviare il programma nel 2023, e che la vita utile del programma sia quello relativo a programmi di incentivazione fotovoltaica (20 anni), si hanno i seguenti vantaggi economici.

15.13.1.1 Esternalità

Le esternalità, nel periodo di riferimento ipotizzato (2024 – 2043), è stimata in circa €.16.150.621,78.

Anno	Esternalità	Anno	Esternalità
2024	683.493,95	2034	902.104,00
2025	724.720,99	2035	914.121,00

2026	755.393,73	2036	913.730,40
2027	774.958,42	2037	903.051,60
2028	782.674,65	2038	881.712,00
2029	777.801,98	2039	849.339,00
2030	759.600,00	2040	805.560,00
2031	808.618,60	2041	773.457,98
2032	848.966,40	2042	731.559,55
2033	880.257,00	2043	679.500,53

15.13.1.2 Riduzione costi amministrativi per utenti portuali

La riduzione dei costi amministrativi nel periodo di riferimento ipotizzato (2024 – 2043), è stimata in circa €.26.867.025,00.

Anno	Riduzione	Anno	Riduzione
2024	1.143.450,00	2034	1.341.630,00
2025	1.167.975,00	2035	1.358.640,00
2026	1.192.500,00	2036	1.375.650,00
2027	1.217.025,00	2037	1.392.660,00
2028	1.241.550,00	2038	1.409.670,00
2029	1.266.075,00	2039	1.426.680,00
2030	1.290.600,00	2040	1.443.690,00
2031	1.307.610,00	2041	1.460.700,00
2032	1.324.620,00	2042	1.481.400,00
2033	1.167.975,00	2043	1.502.100,00

15.13.1.3 Sostenibilità economica programma

La somma delle esternalità (€.16.150.621,78) e della riduzione dei costi amministrativi portuali (€.26.867.025,00), e già superiore al Capex a base d'asta (€.39.545.000,00).

Inoltre, andrebbe computato il vantaggio economico per l'Ente derivante dalla vendita (e dell'immissione nella rete elettrica nazionale) del surplus energetico (circa 407.000 MWh) stimato in circa €.12.230.000,00.

Pertanto, nel periodo di riferimento ipotizzato (2024 – 2043), è previsto un vantaggio economico per gli utenti portuali e per l'AdSP superiore al Capex necessario ad avviare programma.

15.13.2 Costo netto decarbonizzazione indiretta

Al Capex va sottratto il beneficio monetario per i Terzi (esternalità), l'introito per l'AdSP dovuto alla vendita dell'energia prodotta (circa 30,00 €/MWh), pari a circa €.22.790.000.

La somma delle esternalità (€.16.150.621,78) e della vendita dell'energia elettrica (€.22.790.000), e pressoché pari al Capex a base d'asta (€.39.545.000,00).

15.14 Incentivi e costi relativi alla connessione diretta

I benefici economici derivanti dalle configurazioni di comunità dell'energia rinnovabile e autoconsumo collettivo possono essere divisi in due tipologie:

- ÷ un incentivo “esplicito”, determinato dal D.M. del 16/09/2020, che prevede una tariffa incentivante di 100 euro/MWh sull’energia condivisa per la configurazione di Autoconsumo Collettivo, e di 110 euro/MWh sull’energia condivisa nel caso di Comunità di Energia Rinnovabile;
- ÷ un incentivo “implicito”, determinato dalla delibera ARERA 318/2020, che deriva dalla restituzione di una parte degli oneri di sistema sull’energia condivisa che, essendo autoconsumata in situ, non è transitata sul sistema. In particolare, l’Autorità ha previsto che l’importo unitario oggetto di restituzione sia pari alla somma della componente tariffaria TRASE (pari, per l’anno 2020, a 0,761 c€/kWh [25]) definita per le utenze in bassa tensione e del valore più elevato della componente tariffaria variabile di distribuzione definita per le utenze BTAU (pari, per l’anno 2020, a 0,061 c€/kWh). Nel solo caso di gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente è previsto un contributo aggiuntivo dovuto alle perdite di rete evitate (variabile a seconda del livello di tensione e del Prezzo Zonale Orario dell’energia elettrica). Prendendo a riferimento, a puro titolo di esempio, il Prezzo Unico Nazionale medio del 2019 si avrebbe un valore pari a circa 1,3 €/MWh per la bassa tensione e circa 0,6 €/MWh per la media tensione.

Inoltre, a questi due incentivi, va aggiunto l’ulteriore contributo economico derivante dalla vendita dell’energia immessa in rete. Questo contributo risulta essere una buona parte dell’intero contributo economico poiché, adottando entrambe le configurazioni un modello virtuale, tutta l’energia prodotta dall’impianto di produzione viene immessa in rete e quindi tutta l’energia prodotta viene remunerata. In entrambe le configurazioni si può accedere al Ritiro Dedicato (RID) del GSE, grazie al quale, entro certe condizioni che verranno meglio descritte al paragrafo successivo, l’energia immessa in rete viene pagata al Prezzo Zonale Orario. Si può stimare un ricavo per il ritiro dell’energia in circa 50 euro/MWh.

Tutti e tre i contributi economici vengono stanziati a congruaglio da parte del GSE il quale eroga, entro il mese successivo alla pubblicazione dei contributi (se la fattura viene emessa entro il mese di pubblicazione), gli importi spettanti. Questo vuol dire che i condomini o i soggetti facente parte della configurazione di comunità dell’energia continueranno a pagare le loro bollette “piene”, e riceveranno un “bonus” da parte del GSE. In realtà il GSE non si interfaccia singolarmente con i componenti delle due configurazioni bensì con un Referente.

Al Referente verranno infatti intestate le fatture attive emesse dal GSE. La figura del Referente risulta essere quindi di fondamentale importanza e viene individuato nel seguente modo:

I benefici economici derivanti dalle configurazioni di comunità dell’energia rinnovabile e autoconsumo collettivo possono essere divisi in due tipologie:

- ÷ nel caso di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, è:
 - o nel caso in cui i punti di connessione del suddetto gruppo siano ubicati all’interno di un medesimo condominio, il condominio, che agisce per il tramite del suo amministratore o rappresentante laddove non vi sia obbligo di nomina dell’amministratore, o un produttore di energia elettrica che gestisce uno o più impianti

di produzione la cui energia elettrica prodotta rileva nella configurazione di gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente;

- nel caso in cui i punti di connessione del suddetto gruppo siano ubicati all'interno di un medesimo edificio le cui unità immobiliari siano di un unico soggetto, il proprietario dell'edificio, che nel caso di persone giuridiche agisce per il tramite del suo legale rappresentante, o un produttore di energia elettrica che gestisce uno o più impianti di produzione la cui energia elettrica prodotta rileva nella configurazione di gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente;

÷ nel caso di una comunità di energia rinnovabile è la comunità stessa.

Successivamente il Referente erogherà il “contributo” ai singoli soggetti facenti parti della configurazione, i quali rapporti sono regolati da un contratto di diritto privato che:

- ÷ prevede il mantenimento dei diritti di cliente finale, compreso quello di scegliere il proprio venditore;
- ÷ individua univocamente un soggetto delegato (il Referente) responsabile del riparto dell'energia elettrica condivisa a cui i soggetti possono, inoltre, demandare la gestione delle partite di pagamento e di incasso verso le società di vendita e il GSE;
- ÷ consente ai soggetti di recedere in ogni momento e uscire dalla configurazione, fermi restando eventuali corrispettivi concordati in caso di recesso anticipato per la compartecipazione agli investimenti sostenuti, che devono comunque risultare equi e proporzionati.

Per quanto riguarda i costi si ha che il corrispettivo dovuto al GSE per la copertura dei costi amministrativi sostenuti dallo stesso GSE è pari a quello stabilito dal D.M. 24.12.2014 per gli impianti in Scambio sul Posto. Pertanto, la tariffa da corrispondere è costituita da un corrispettivo fisso per ciascuna configurazione e da uno variabile in funzione della potenza di ciascun impianto facente parte della configurazione.

Si applica inoltre un contributo aggiuntivo di 4 €/anno per ogni punto di connessione facente parte della configurazione (numero massimo di punti registrati nell'anno nell'ambito della configurazione).

Le tariffe di cui sopra sono dovute su base annua e riconosciute al GSE mediante compensazione delle somme erogate.

15.15 Ritiro dedicato (RID)

L'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/03 e il comma 41 della legge n. 239/04 hanno previsto, per alcune tipologie di impianti di produzione di energia elettrica, la possibilità di richiedere il ritiro a prezzo amministrato dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete (Ritiro Dedicato). Il regime di Ritiro Dedicato si pone quale alternativa al normale regime di vendita dell'energia elettrica ed è riservato:

- ÷ all'energia elettrica prodotta dagli impianti di potenza inferiore a 10 MVA, qualunque sia la fonte;

- ÷ all'energia elettrica prodotta dagli impianti, di potenza qualsiasi, alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente;
- ÷ all'energia elettrica di cui all'articolo 3, comma 12, secondo periodo, del decreto legislativo n. 79/99 (eccedenze di cui all'articolo 22, comma 3, della legge n. 9/91 da fonti rinnovabili) purché nella titolarità di un autoproduttore, come definito dall'articolo 2, comma 2, del medesimo decreto legislativo n. 79/99.

Le modalità per il ritiro dedicato sono determinate dall'Autorità facendo riferimento a condizioni economiche di mercato. L'Autorità ha regolato tali modalità inizialmente con la deliberazione n. 34/05 (vigente fino al 31 dicembre 2007) e successivamente con la deliberazione n. 280/07 e il relativo Allegato A (attualmente vigente).

In particolare, con la deliberazione n. 280/07, l'Autorità ha previsto che il Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE) sia l'unico soggetto al quale i produttori si rivolgono per stipulare la convenzione che regola il ritiro commerciale dell'energia elettrica immessa in rete, sostituendo ogni altro adempimento contrattuale (il produttore non dovrà, quindi, sottostare alle procedure per l'accesso alla borsa o al servizio di trasporto e dispacciamento dell'energia immessa).

Nell'ambito del ritiro dedicato, il prezzo di ritiro dell'energia elettrica da parte del GSE non è oggetto di negoziazione tra le parti, come avviene sul libero mercato, ma è definito dall'Autorità ed è pari al prezzo zonale orario che si forma sul Mercato del Giorno Prima (MGP) ovvero, nel caso di impianti di produzione connessi a reti non interconnesse, al Prezzo Unico Nazionale (PUN), corrisposto sulla base del profilo orario di immissione del singolo impianto di produzione.

In più, nella definizione delle condizioni economiche di ritiro, l'Autorità ha ritenuto opportuno tener conto delle peculiarità degli impianti di ridotte dimensioni caratterizzati da elevati costi di esercizio e manutenzione e da limitata produzione annua (impianti con produzioni annue di pochi milioni di kWh). A tale scopo ha stabilito l'applicazione di prezzi minimi garantiti in relazione a una limitata quantità di energia elettrica immessa annualmente in rete da ciascun impianto alimentato da fonti rinnovabili, al fine di assicurare la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni, considerati i benefici in termini ambientali, di tutela del territorio e di sviluppo delle risorse marginali o residuali che tali impianti comportano.

I prezzi minimi garantiti hanno una duplice finalità:

- ÷ assicurare la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni che sfruttano risorse marginali o residuali che, in quanto tali, non potrebbero essere altrimenti utilizzate;
- ÷ garantire una remunerazione minima, qualunque sia l'andamento del mercato elettrico.

Tale finalità implica che i prezzi minimi garantiti debbano essere correlati ai costi di gestione degli impianti di produzione di energia elettrica e, in quanto tali, siano soggetti a essere aggiornati nel tempo.

L'energia elettrica ritirata dal GSE nell'ambito del ritiro dedicato viene da quest'ultimo collocata sul mercato: la differenza tra costi e ricavi in capo al GSE è posta a carico della componente tariffaria ASOS ed è sostanzialmente attribuibile ai prezzi minimi garantiti.

I prezzi minimi garantiti sono stati introdotti dall'Autorità inizialmente con la deliberazione n. 34/05 e, successivamente, confermati con la deliberazione n. 280/07.

Dall'anno 2014 i prezzi minimi garantiti si applicano:

- ÷ agli impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 100 kW che accedono alle “incentivazioni a carico delle tariffe elettriche sull'energia prodotta” (che, a oggi, sono gli incentivi sostituiti dei certificati verdi ovvero gli incentivi riconosciuti per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici ai sensi dei decreti interministeriali 28 luglio 2005, 6 febbraio 2006, 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010 e 5 maggio 2011, decreto comunità energetiche DM 16/09/2020);
- ÷ agli impianti idroelettrici di potenza nominale media annua² fino a 1 MW e di impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili di potenza attiva nominale fino a 1 MW, a eccezione delle centrali ibride, che non accedono alle “incentivazioni a carico delle tariffe elettriche sull'energia prodotta” (come già sopra evidenziate).

limitatamente ai primi 1,5 milioni di kWh ritirati annualmente da ciascun impianto. Tali prezzi minimi garantiti sono differenziati per fonte rinnovabile, e si applicano:

- ÷ nel caso della fonte idrica sulla base di scaglioni progressivi in relazione all'energia elettrica immessa in rete;
- ÷ nei casi delle rimanenti fonti sulla base di un valore unico in relazione a tutta la quantità di energia elettrica che ha diritto al riconoscimento dei relativi prezzi minimi garantiti.

Si ricorda che, ai sensi dell'articolo 7, comma 7.3, dell'Allegato A alla deliberazione n. 280/07, nel caso in cui i prezzi minimi garantiti siano applicati a decorrere da un qualsivoglia giorno successivo al 1 gennaio, i valori estremi che individuano ciascuno scaglione delle quantità di energia elettrica progressivamente ritirate nel corso dell'anno solare devono essere moltiplicati per il rapporto tra il numero dei giorni residui di applicabilità nell'ambito dell'anno solare e il numero complessivo dei giorni dell'anno solare.

Infine, ai sensi dell'articolo 7, comma 7.4, dell'Allegato A alla deliberazione n. 280/07, qualora, al termine di ciascun anno solare, il prodotto tra i prezzi minimi garantiti e la quantità di energia elettrica a essi riferita sia inferiore al prodotto tra i prezzi di cui all'articolo 6 della medesima deliberazione (sono i prezzi zonali orari che si formano, ora per ora, nel Mercato del Giorno Prima – MGP) e la stessa quantità di energia elettrica, il Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. – GSE riconosce, a congruaggio, i prezzi di cui al predetto articolo 6.

Dal 01.01.2015, i produttori che aderiscono al servizio di Ritiro Dedicato devono corrispondere al GSE una tariffa a copertura degli oneri di gestione, verifica e controllo (D.M. 24/12/2014).

Tale tariffa, differenziata per fonte di alimentazione, viene calcolata sulla base della potenza nominale dell'impianto, applicando corrispettivi unitari variabili in funzione degli scaglioni progressivi di potenza, prevedendo un massimale annuo.

15.16 Cumulabilità

I contributi spettanti agli impianti di produzione (o porzioni di impianti) la cui energia elettrica rileva ai fini del calcolo dell'energia condivisa nell'ambito della comunità energetica, sono alternativi

agli incentivi di cui al decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 4 luglio 2019, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 186 del 9 agosto 2019, e al meccanismo dello Scambio sul Posto.

Resta ferma la possibilità di fruire delle detrazioni fiscali previste dall'articolo 16-bis, comma 1, lettera h), del testo unico delle imposte sui redditi, di cui al decreto del Presidente della Repubblica 22 dicembre 1986, n. 917 (anche conosciuto come bonus 50%) o, in alternativa e per i soli impianti fotovoltaici, delle detrazioni (Superbonus 110%) di cui all'articolo 119 del D.L. Rilancio.

15.16.1 Bonus 50%

Dal testo unico delle imposte sui redditi (Tuir) pubblicato in Gazzetta Ufficiale n. 302 del 31.12.1986 ed in particolare Ai sensi dell'articolo 16-bis, comma 1, lettera h del suddetto Tuir si ha che dall'imposta lorda si detrae un importo pari al 36 per cento delle spese documentate, fino ad un ammontare complessivo delle stesse non superiore a 48.000 euro per unità immobiliare, sostenute ed effettivamente rimaste a carico dei contribuenti che possiedono o detengono, sulla base di un titolo idoneo, l'immobile sul quale sono effettuati gli interventi:

÷ relativi alla realizzazione di opere finalizzate al conseguimento di risparmi energetici con particolare riguardo all'installazione di impianti basati sull'impiego delle fonti rinnovabili di energia. Le predette opere possono essere realizzate anche in assenza di opere edilizie propriamente dette, acquisendo idonea documentazione attestante il conseguimento di risparmi energetici in applicazione della normativa vigente in materia.

Tuttavia, il Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83, noto come Decreto Sviluppo del 2012, aveva portato il bonus delle detrazioni IRPEF dal 36% al 50% e innalzato il tetto massimo di spesa da 48 mila euro a 96 mila euro, con validità fino al 30 giugno 2013, poi prorogato fino a tutto il 2021.

Si evidenzia inoltre come il bonus 50% possa essere sfruttato cedendo la detrazione ai fornitori dei beni o servizi necessari alla realizzazione dell'intervento, a terzi (soggetti privati come altri condomini, società, enti o professionisti) o a istituti di credito o intermediari finanziari. In questo modo si ottiene uno sconto immediato sull'acquisto dell'impianto di produzione.

15.16.2 Superbonus 110%

Per quanto riguarda per gli impianti fotovoltaici che accedono alle configurazioni di autoconsumo collettivo e comunità di energia rinnovabile, il Superbonus può essere applicato solo alla sola quota di spesa corrispondente alla potenza massima di 20 kW mentre per la quota di spesa corrispondente alla potenza eccedente i 20 kW è possibile fruire la detrazione fiscale del Bonus 50% vista in precedenza.

Con il Superbonus si ha una detrazione del 110% fino ad un ammontare complessivo delle stesse spese non superiore a euro 48.000 e comunque nel limite di spesa di 2.400 €/ kW di potenza nominale dell'impianto fotovoltaico. Per il sistema di accumulo invece si accede al Superbonus negli stessi limiti di importo e ammontare complessivo e comunque nel limite di spesa di euro 1.000 per ogni kWh di capacità di accumulo del sistema di accumulo. Come nel caso del Bonus 50% è possibile sfruttare la cessione del credito e quindi acquistare l'impianto senza alcuno sborso economico.

Per la quota parte di energia ascrivibile ai 20kW che accedono al Superbonus è inoltre previsto che:

- ÷ si abbia la cessione in favore del GSE dell'energia immessa in rete, per cui si applica il Ritiro Dedicato. Quindi non viene applicato il Ritiro Dedicato per l'energia immessa in rete;
- ÷ non venga riconosciuta la tariffa premio sull'energia elettrica condivisa;
- ÷ viene riconosciuta la restituzione degli oneri di rete non sostenuti determinati dalla Delibera ARERA 318/2020.

16.IDROGENO COMBUSTIBILE MARITTIMO

Lo scenario a lungo termine prevede, anche, l'utilizzo di idrogeno "verde" quale combustibile marino, cui si collega anche la decarbonizzazione del porto di Civitavecchia. L'industria navale è sempre più sotto pressione per applicare l'accordo COP 21 di Parigi, pertanto nuovi obiettivi di riduzione del biossido (CO₂) sono stati fissati dall'International Organizzazione marittima (IMO) per ridurre l'effetto serra emissioni di gas (GHG) in generale. I trasporti marittimi devono raggiungere grandi riduzioni delle emissioni nei prossimi decenni. Le autorità, inclusa l'AdSP, hanno anche aumentato la loro attenzione sulle conseguenze di emissioni pericolose di azoto e zolfo ossidi (NO_x, SO_x) e particolato (PM). L'Agenzia Europea per l'Ambiente stima che circa 500.000 persone in Europa perdono la vita prematuramente ogni anno a causa dell'inquinamento atmosferico locale.

La prossima grande scadenza per il settore marittimo è il 2050. L'IMO si è impegnata a dimezzare le emissioni del trasporto marittimo entro il 2050, tale obiettivo potrà essere conseguito attraverso l'uso di combustibili alternativi ed a zero emissioni di carbonio. Il Gas Naturale Liquefatto (GNL) e il Gas di Petrolio Liquefatto (GPL) sono combustibili fossili. L'ammoniaca (designata essere il combustibile del futuro) è attualmente prodotta da gas naturale fossile ed è tossico. I biocarburanti affrontano sfide di sostenibilità, costi elevati e disponibilità limitata. Le catene logistiche di detti combustibili alternativi richiedono energia. Questo influenza l'efficienza energetica complessiva della catena del valore mentre, allo stesso tempo, le necessarie infrastrutture marittime e soluzioni di bunkeraggio devono essere sviluppate. Le soluzioni completamente elettrificate sono limitate ai traghetti e alle brevi distanze; trovare la soluzione tecnica per eliminare le emissioni dei trasporti per distanze maggiori di quelle che possono essere soddisfatte dalle batterie tradizionali è una vera sfida. Molti operatori considerano l'idrogeno come una soluzione praticabile per le coste e il trasporto marittimo a corto raggio. Può essere un vettore energetico flessibile che può facilitare lo stoccaggio a bordo di più energia rispetto alle batterie, ed è anche più adatto al trasporto ai siti di bunkeraggio. Le celle a combustibile a idrogeno potrebbero essere le uniche alternativa a zero emissioni data la mancanza di sostenibilità biogas. Se l'idrogeno è davvero un'opzione a emissioni zero dipende dalla catena logistica e dal fatto che venga prodotto da fonti energetiche rinnovabili. L'idrogeno ha il potenziale per diventare una soluzione popolare per diversi segmenti di navigazione. L'attenzione all'idrogeno le tecnologie stanno crescendo e le industrie stanno aumentando gli investimenti in soluzioni basate sull'utilizzo di idrogeno, incluso il suo utilizzo nei trasporti su strada, ferroviari e marittimi.

Le regole internazionali sviluppate dall'IMO (IGF Codice, 2016 – MSC.1/Circ 1455, 2013) indicano un processo di approvazione impegnativo per le navi che utilizzano idrogeno a bordo. Risulta necessario per dimostrare un livello equivalente di sicurezza rispetto alle soluzioni convenzionali. Né l'IMO, né gli Stati di bandiera, né le società di classe sono oggi in grado di soddisfare le regole e/o requisiti per le navi alimentate a idrogeno. L'IMO ha tuttavia avviato un processo per sviluppare delle regole per le celle a combustibile nel codice IGF.

L'idrogeno è infiammabile, altamente esplosivo e ha diverse caratteristiche, proprietà e comportamento relativi alla sicurezza più critiche di quelle di altri gas compreso il gas naturale.

Come sperimentato con altre soluzioni relative ai carburanti alternativi, un incidente può comportare conseguenze economiche e di sicurezza che bloccano lo sviluppo per molti anni, pertanto ogni sua implementazione deve essere accuratamente valutata, sotto ogni profilo

L'idrogeno può essere utilizzato direttamente sia come gas pressurizzato che come liquido criogenico, oppure in maniera indiretta come ammoniaca.

Verrà appresso analizzata la differente catena logistica associata all'uso diretto ed indiretto al fine di valutare i vantaggi e gli svantaggi dell'uso dell'idrogeno come combustibile marino, paragonandolo al metano, il combustibile marino che nella transizione tra il modello energetico attuale e quello decarbonizzato verrà utilizzato in maggiore quantità.

16.1 L'idrogeno (uso diretto)

In base alle sue proprietà relative alla sicurezza, l'idrogeno può essere considerato un combustibile impegnativo. Su una nave, l'idrogeno puro sarà conservato come gas liquefatto a temperatura molto bassa (-253°C) e una leggera sovrappressione (tipicamente 1–10 bar) o come gas compresso ad altissima pressione (tipicamente 250–700 bar). Poiché l'idrogeno è la più piccola tra tutte le molecole, l'idrogeno gassoso è più difficile da contenere rispetto ad altri gas; ha un'ampia gamma di infiammabilità, si accende facilmente e può auto-infiammarsi. Questa combinazione di proprietà può portare ad un aumento del rischio complessivo, se non vengono applicati i sistemi e le pratiche di sicurezza riguardanti specificatamente l'idrogeno.

Una sfida chiave è evitare la catena di eventi che potrebbero portare a un incidente se non vengono adottate contromisure adeguate ed efficaci. Di conseguenza, la comprensione dell'idrogeno e della sua sicurezza e proprietà correlate in un contesto marittimo saranno fondamentali per l'utilizzo sicuro ed efficiente dell'idrogeno come carburante per le navi. Tra i molti importanti fattori correlati al rischio vi sono: l'uso di materiali non completamente compatibili con il funzionamento a idrogeno; l'ambiente marino, rilevamento affidabile del processo e deviazioni operative; controllo della sorgente di accensione; e, sistemi per il mantenimento della sicurezza delle operazioni.

16.1.1 Caratteristiche di sicurezza dell'idrogeno a confronto con quelle del metano

Alcune proprietà dell'idrogeno legate alla sicurezza richiedono particolare attenzione. Includono la sua bassa densità, bassa accensione energia, ampia gamma di infiammabilità e potenziale esplosività. La seguente tabella riassume i parametri dell'idrogeno che possono influenzare la sicurezza e li confronta con quelli per il metano. Per ogni parametro, l'impatto sulla sicurezza è descritto. Per completezza, questa tabella include anche parametri relativamente simili al metano.

Proprietà	Idrogeno	Metano	Implicazioni di sicurezza per H ₂
Densità (20°C, 101.3kPa)	0.0827 kg/m ³	0.6590 kg/m ³	Può essere positivo per la dispersione all'aperto dovuta al galleggiamento, ma solo per nuvole passive. La dispersione del getto ad alta pressione è dominata dalla quantità di moto non galleggiabilità. Negativo anche perché LFL può estendersi

			ulteriormente per getto di idrogeno che per il metano.
Intervallo di infiammabilità (25°C, 101.3kPa)	4–75 vol%	5–17 vol%	Negativo, causando un volume di nubi infiammabili più grande. LFL = 4% solo per fiamme di H ₂ che si propagano verso l'alto, l'8% è il limite magro della combustione dell'idrogeno per applicazioni pratiche.
Temperatura di auto-ignizione	585 °C	537 °C	Indifferente
Minima energia di ignizione	0.017 mJ	0.270 mJ	Negativo. L'energia di accensione varia notevolmente con la concentrazione del gas. Per concentrazioni di idrogeno fino al 60%, l'accensione l'energia è inferiore a quella del metano, con il minimo assoluto essere più di un ordine di grandezza in meno.
Punto di ebollizione	-253 °C	-162 °C	Più impegnativo di GNL. LH ₂ può condensare l'ossigeno nell'aria e causare effetti sconosciuti dovuti all'ossigeno concentrato. Effetti criogenici diverso dal GNL.
Valore di riscaldamento inferiore	120 kJ/g	50 kJ/g	Per rilasci di gas ad alta pressione alla stessa pressione e attraverso la stessa dimensione del foro, l'energia rilasciata per l'idrogeno è circa l'85% di quella per il metano.
Massima velocità di combustione (20°C, 101.3kPa)	265–325 cm/sec	37–45 cm/sec	Negativo. Si traduce in un'accelerazione della fiamma molto maggiore in condizioni congestionate aree e pressioni più elevate in spazi ristretti a causa della maggiore difficoltà nello sfogare l'esplosione abbastanza velocemente. Rapida accelerazione della fiamma darà alte pressioni di esplosione in piccole nuvole.
Detonabilità misurata in massa minima di tritolo	0.8 g	16.000 g	Negativo. Data una maggiore accelerazione di fiamma con l'idrogeno (vedi sopra), il DDT è una possibilità realistica, anche se improbabile. Questo non è il caso per il metano. Una detonazione dell'idrogeno può propagarsi per intero nuvola e

			aumentare significativamente la gravità dell'esplosione.
Coefficiente di diffusione laminare (20°C, 101.3kPa)	0.61 cm ² /sec	0.16 cm ² /sec	Effetto trascurabile sulla dispersione che è dominata dalla diffusione turbolenta. Altri effetti sono più importanti, come la velocità del flusso e il basso densità causando getti di quantità di moto più lunghi.
Velocità del suono (20°C, 101.3kPa)	1.294 m/sec	446 m/sec	Negativo, contribuisce a maggiori portate volumetriche da perdite. L'idrogeno ha una maggiore velocità del suono e una minore densità. Questi annullano l'un l'altro, risultando in un simile slancio del getto per i rilasci con la stessa pressione e dimensione del foro.
Fattore di comprimibilità Z media da 0 a 300 bar	0.1	0.9	Effetto minore del gas non ideale. Provoca un tasso di perdita di massa ridotto per H ₂ rispetto all'utilizzo della legge dei gas ideali. Per pressioni più elevate, effetti del gas reale sono più grandi.
Effetto Joule-Thomson quando la pressione è ridotta	Causa un piccolo aumento della temperatura	Causa una riduzione della temperatura	Trascurabile poiché l'effetto di aumento della temperatura sull'idrogeno è solo qualche Kelvin. Obbligo di limitare la temperatura del CH ₂ nei serbatoi di stoccaggio limita i tassi di riempimento (rilevante per il bunkeraggio CH ₂).
Temperatura di fiamma adiabatica	2.045 °C	1.875 °C	Le fiamme dell'idrogeno possono essere più calde.
Calore irradiato dalla fiamma	17-25 %	23-33 %	Questi intervalli sono indicativi e variano con il tasso di rilascio. Idrogeno più piccolo le fiamme sono invisibili. A grandi velocità di rilascio, un incendio di idrogeno può hanno lo stesso livello di radiazione del metano. C'è una grande scala molto limitata dati sull'idrogeno.

Appare evidente, la maggiore sensibilità della catena logistica associata all'idrogeno rispetto a quella associata al metano.

16.1.1 L'idrogeno criogenico (LH₂)

Rispetto al metano, l'idrogeno ha un punto di ebollizione estremamente basso, che lo rende più impegnativo (e consuma energia) da conservare come liquido. Poiché LH₂ ha bisogno di essere

stoccato a una temperatura molto più bassa del GNL per mantenere la forma liquida, le caratteristiche della catena logistica associata al LH2 sono molto più impegnative da soddisfare.

I potenziali effetti criogenici di un rilascio di LH2 necessitano essere considerati con estrema attenzione. Gas comuni come ossigeno e azoto possono liquefare o addirittura solidificare a contatto con LH2. Durante i recenti esperimenti con i rilasci di LH2 è stato osservato che l'ossigeno liquido e solido si è formato al sono state osservate temperature del suolo e fino a 85 K. Si ritiene che un terreno preraffreddato dal precedente test abbia contribuito a che ciò accada in questo caso specifico, e che la liquefazione e la solidificazione dell'ossigeno hanno contribuito all'evento di accensione ed esplosione grave che è stato osservato.

Perché l'idrogeno ha bisogno di meno energia per evaporare del LNG, uno spray LH2 dovrebbe vaporizzare più facilmente e comportare un minor raffreddamento, ad esempio, dell'acciaio circostante di uno spray GNL comparabile. Una piscina da una fuoriuscita più grande di LH2 è più fredda di una simile pool di GNL. Tuttavia, l'LH2 evaporerebbe più velocemente, da qui il conseguente raffreddamento l'effetto può essere maggiore o minore. Esperimenti su larga scala dove questi effetti sono studiati per l'idrogeno sono limitati. La rapida evaporazione dell'LH2 che perde può portare ad un rapido aumento della pressione in spazi ristretti se lo sfato è insufficiente o inefficace.

16.1.2 Configurazione marittima per l'utilizzo di idrogeno come combustibile

L'utilizzo di idrogeno per soddisfare il fabbisogno energetico di bordo, necessità della presenza di una "cella a combustibile" (Fuel Cell – FC), il cui esercizio prevede:

- ÷ cella a combustibile con membrana a scambio protonico (PEMFC);
- ÷ protezione antincendio (protezione antincendio strutturale, rivelazione incendio e antincendio);
- ÷ impianto di rilevamento perdite di idrogeno;
- ÷ sistemi ausiliari (conversione di potenza, sistema di controllo FC, sistema di ventilazione, sistema di raffreddamento, sistema di sfato per l'aria di scarico FC e lo scarico dell'idrogeno/sistema di spurgo);
- ÷ spazi limitrofi.

Basandosi sugli attuali sviluppi della tecnologia PEMFC, e con esperienza dallo sviluppo dei sistemi di accumulo (batterie) per usi marittimi, l'industria sta adottando il termine modulo di celle a combustibile. Un modulo è tipicamente identificato come un'unità che include tutti i componenti di base necessari per il corretto funzionamento della FC in funzione. Una combinazione di più moduli è tipicamente chiamato "rack". L'esatta configurazione del rack a bordo di una nave dipenderebbe dalla potenza richiesta dal sistema in relazione alla potenza erogata da un singolo modulo FC. I moduli possono essere installati in serie e/o in parallelo a l'un l'altro.

Indipendentemente da come i moduli delle FC sono combinati a bordo, l'impianto di alimentazione delle FC includerà anche ausiliari macchinari (come pompe di raffreddamento) e attrezzature necessarie per la conversione e la distribuzione dell'energia alla nave.

L'impianto di alimentazione delle FC può essere installato in un unico spazio a bordo della nave, oppure potrebbe essere distribuito a più spazi. Mentre i rack delle FC specifici dovrebbero essere situati in uno spazio dedicato, l'ausiliario e le attrezzature necessarie per il loro funzionamento

potrebbero essere localizzate in uno spazio tecnico centrale che fornisce supporto a più sistemi di alimentazione delle FC a bordo.

16.1.2.1 Le celle a combustibile (FC)

Le celle a combustibile producono elettricità in un processo elettrochimico che converte l'energia chimica del combustibile in elettricità attraverso la reazione dell'idrogeno con l'ossigeno con l'ausilio di un catalizzatore, e produce acqua come sottoprodotto.

Una cella a combustibile con membrana a scambio protonico (PEMFC) è anche denominata cella a combustibile a membrana elettrolitica polimerica. La PEMFC utilizza membrane elettrolitiche polimeriche per condurre protoni per scopi di scambio ionico, per separare l'idrogeno dall'ossigeno.

Un sistema di alimentazione fornisce idrogeno al lato dell'anodo della FC, dove viene convertito in elettroni e protoni. Gli elettroni fluiscono attraverso un circuito al catodo, e generano elettricità e vengono assorbiti dall'ossigeno. I protoni si diffondono attraverso il PEM al lato del catodo della FC e si combinano con l'ossido ridotto per formare acqua. La PEMFC ha un elevato rapporto potenza-peso e una bassa temperatura di esercizio che consente un funzionamento flessibile, un vantaggio per le applicazioni di trasporto.

16.1.3 Sistema a idrogeno compresso (CH₂)

Per lo stoccaggio di idrogeno compresso (CH₂), sono necessari i seguenti elementi:

- ÷ pacco di serbatoi CH₂, tipicamente 250 bar (in base alla corrente stato di certificazione marina; pressioni più elevate sono previste in futuro),
- ÷ tubi carburante,
- ÷ sistema di sfiato dell'idrogeno (sistema di decompressione per il pacco bombolaio);
- ÷ sistema di ventilazione (ventilazione artificiale per fornire continui ricambi d'aria nella stiva del serbatoio);
- ÷ unità di regolazione della pressione;
- ÷ sistema antincendio;
- ÷ sistema di rilevamento H₂;
- ÷ sistemi di sicurezza (rilevazione incendio, impianto antincendio, sistema di arresto di emergenza);
- ÷ protezione strutturale antincendio (isolamento verso spazi limitrofi).

Le principali linee di alimentazione del carburante a bordo della nave sono del tipo pipe-in-pipe, dal tubo dal CH₂ della stazione di bunkeraggio al sistema di stoccaggio del carburante della nave.

Si presume che la stazione di bunkeraggio per CH₂ sia localizzata onshore come installazione fissa, ma il riempimento da un camion può essere anche un'opzione. In futuro, il bunkeraggio di idrogeno da una nave bunkeraggio dedicata, con la funzione principale di trasferire idrogeno alla nave, può anche essere un'altra opzione interessante.

Il trasferimento di idrogeno dalla stazione di bunkeraggio può essere ottenuto mediante bilanciamento della pressione o compressione diretta di idrogeno prima del trasferimento sulla nave. Per la pressione di bilanciamento, la/e pressione/i di stoccaggio dell'idrogeno nella stazione di bunkeraggio deve essere più alta di quella richiesta dalla nave. Ciò si ottiene in genere mediante

riempimento a cascata, dove l'idrogeno viene riempito da serbatoi a terra che immagazzinano idrogeno a diversi livelli di pressione e dove il riempimento l'operazione inizia riempiendo dai serbatoi a pressione più bassa. Nel caso generico della nave è richiesto l'idrogeno a 250 bar. Pertanto, è necessaria una pressione di stoccaggio più elevata nella stazione di bunkeraggio. L'approccio alternativo al bunker è usare un compressore ausiliario per aumentare la pressione durante il rifornimento di idrogeno nella nave.

16.1.4 Sistema a idrogeno liquefatto (LH2)

Per lo stoccaggio di idrogeno liquefatto (LH2), sono necessari i seguenti elementi:

- ÷ serbatoio di idrogeno liquido (LH2), completo di sistema di sfiato dell'idrogeno (sistema di decompressione per il sistema di stoccaggio dell'idrogeno);
- ÷ vaporizzatore (per LH2);
- ÷ gruppo di regolazione della pressione (PRU); ad es. serbatoio di condizionamento, unità di accumulo della pressione o pompe per liquidi (potrebbe essere necessario un serbatoio di condizionamento a funzionamento intermittente; riscalda il liquido in equilibrio alla temperatura correlata a 5 bar);
- ÷ sistema di sfiato dell'idrogeno (sistema di decompressione per il sistema di trasferimento del carburante a idrogeno);
- ÷ protezione strutturale antincendio (isolamento verso spazi limitrofi);
- ÷ sistema di ventilazione (ventilazione artificiale per fornire continui ricambi d'aria al TCS);
- ÷ sistema di rilevamento H2 (ad es. rilevamento acustico, gas rilevatori);
- ÷ sistema di sicurezza (rilevazione incendio, sistema antincendio e sistema di arresto di emergenza).

Il rifornimento di LH2 delle navi può essere ottenuto mediante riempimento a pressione (flusso per pressione differenziale di due serbatoi), o per mezzo di pompe criogeniche. In ogni caso, tre componenti principali compongono la stazione di bunkeraggio LH2:

- ÷ un serbatoio sorgente di LH2,
- ÷ alimentazione di gas inerte,
- ÷ e tubo flessibile per bunkeraggio.

Due raccordi per tubi flessibili sono necessari, uno per gas inerte/idrogeno liquefatto, e uno per il ritorno dell'idrogeno raffreddato. Viene utilizzato gas inerte per rimuovere l'umidità e l'aria per garantire un approvvigionamento di carburante puro per bunkeraggio. A causa del suo basso punto di ebollizione, l'elio liquido può essere utilizzato come gas inerte e per il preraffreddamento del bunkeraggio linea. A causa della disponibilità limitata di elio, potrebbero essere disponibili altre opzioni ricercate, ad esempio preraffreddamento con azoto o idrogeno.

16.2 L'ammoniaca (uso indiretto)

Molti studi hanno indicato l'ammoniaca (NH₃) come potenziale combustibile per la navigazione (ad es. Maritime Knowledge Centre, TNO & TU delft, 2017; OECD, 2018; DNV GL, 2020a).

La tecnologia necessaria per spingere e alimentare le navi con l'ammoniaca come carburante è ancora immatura e sono necessarie ampie misure di sviluppo e politiche per il suo utilizzo su scala più ampia nel prossimo decennio.

Diversi produttori di motori stanno attualmente esaminando le sfide della combustione dell'ammoniaca nei loro motori, con l'obiettivo di avere motori disponibili da 3 a 4 anni da oggi. Anche la tecnologia delle celle a combustibile che utilizza l'ammoniaca come combustibile è in fase di sviluppo.

L'industria marittima ha esperienza con il trasporto dell'ammoniaca nei vettori del gas e l'uso dell'ammoniaca come refrigerante. Tuttavia, l'introduzione dell'ammoniaca come combustibile crea nuove sfide legate al rifornimento, allo stoccaggio, alla fornitura e al consumo di combustibile sicuro di ammoniaca per diversi tipi di navi.

16.2.1 L'Ammoniaca (NH₃)

Le proprietà di base dell'ammoniaca sono riassunte e confrontate con il metano nella seguente tabella. A temperatura e pressione atmosferica, l'ammoniaca è un gas incolore e tossico con un odore acuto e penetrante.

Proprietà	Ammoniaca	Metano
Temperatura di ebollizione (1 bar)	-33 °C	-162 °C
Pressione di vapore (45 °C)	18 bar	345 bar
Densità allo stato gassoso	0.73 kg/m ³	0.66 kg/m ³
Intervallo di infiammabilità	15-28 %	5.3–17 %
Temperatura di auto-ignizione	651 °C	537 °C
Minima energia di ignizione	8.00 mJ	0.27 mJ
Solubilità in acqua	531 g/l	assente
Principali pericoli	Tossico Esplosivo Corrosivo Infiammabile	Asfissiante Esplosivo Criogenico Infiammabile

L'ammoniaca nella sua forma pura è indicata come ammoniaca anidra ("senza acqua").

L'ammoniaca è igroscopica, il che significa che ha un'elevata affinità per l'acqua.

In forma gassosa è più leggero dell'aria. Tuttavia, a causa delle sue proprietà igroscopiche, l'ammoniaca anidra rilasciata assorbirà rapidamente l'umidità dall'aria e formerà una nuvola bianca densa e visibile che potrebbe avere una densità maggiore dell'aria.

L'ammoniaca si dissolve facilmente anche in acqua per formare idrossido di ammonio (NH₄OH), una soluzione caustica e una base debole.

L'ammoniaca ha proprietà alcaline ed è corrosiva. L'ammoniaca corrode i metalli zincati, la ghisa, il rame, l'ottone o le leghe di rame. Pertanto, è necessaria un'attenta selezione del materiale.

L'ammoniaca è infiammabile, ma difficile da accendere. All'aperto, i vapori di ammoniaca generalmente non costituiscono un pericolo di incendio. All'interno, in aree ristrette, il rischio di ignizione sarà maggiore, soprattutto se sono presenti olio e altri materiali combustibili. I recipienti

a pressione utilizzati per lo stoccaggio dell'ammoniaca possono esplodere se esposti a un elevato apporto di calore.

L'ammoniaca viene trasportata allo stato liquido; pertanto, deve essere compresso o refrigerato o una combinazione dei due. I serbatoi di stoccaggio dell'ammoniaca completamente refrigerati contengono liquido a -33°C a pressione atmosferica, mentre i serbatoi completamente pressurizzati sono progettati per 18 bar che corrispondono alla pressione del vapore di ammoniaca a 45°C.

16.2.2 Il bunkeraggio di ammoniaca

L'operazione di bunkeraggio con la sua movimentazione, connessione e disconnessione dei tubi pesanti di bunkeraggio espone il personale coinvolto al rischio di essere esposto direttamente all'ammoniaca.

Al fine di ridurre il rischio di perdite, il layout della stazione di bunkeraggio dovrebbe consentire una procedura di bunkeraggio agevole fornendo ampio spazio per le fasi operative necessarie con apparecchiature di sollevamento che supportino il montaggio di pesanti tubi di bunkeraggio. I tubi flessibili di bunkeraggio devono essere dotati di giunti di disconnessione a secco e dispositivi di distacco che impediranno il sovraccarico dei tubi e del collettore in caso di uno scenario di deriva. Per limitare il tempo di esposizione, la stazione di controllo del bunkeraggio dovrebbe preferibilmente essere in un luogo sicuro che consenta all'equipaggio di supervisionare a distanza l'operazione di bunkeraggio.

Le linee di bunkeraggio a bordo devono essere disposte in modo tale che sia possibile scaricare l'ammoniaca nel serbatoio di stoccaggio e il tubo di bunkeraggio torna all'impianto di bunkeraggio. La linea di rifornimento della nave deve essere spurgata con gas inerte dopo le operazioni di rifornimento per eliminare il rischio di perdite di ammoniaca quando non è in uso.

Anche lo sviluppo di adeguate procedure di rifornimento, compresa la comunicazione con il fornitore del bunker e la formazione dell'equipaggio, è considerato essenziale per fare rifornimento in sicurezza.

È noto che il rischio di esposizione all'ammoniaca non può essere eliminato con una buona progettazione e procedure operative adeguate.

Pertanto, le persone coinvolte nelle operazioni di bunkeraggio dovrebbero essere dotate di dispositivi di protezione individuale (DPI) per proteggerle dall'esposizione all'ammoniaca anidra. I DPI dovrebbero consistere in ampi grembiuli, guanti speciali con maniche lunghe, calzature adeguate, tute di materiale resistente alle sostanze chimiche e occhiali di protezione o schermi facciali aderenti o entrambi. Gli indumenti e l'attrezzatura di protezione devono coprire tutta la pelle in modo che nessuna parte del corpo sia priva di protezione.

Se una persona è esposta all'ammoniaca anidra, inondare le aree contaminate con abbondanti quantità d'acqua è il miglior trattamento di primo soccorso. A tal fine, docce di emergenza e lava-occhi dovrebbero essere fornite in luoghi convenienti all'esterno della stazione di bunkeraggio.

Ci sono molte altre caratteristiche progettuali che possono ridurre le conseguenze di una perdita durante il bunkeraggio:

- ÷ adeguata schermatura meccanica di tutti i punti di perdita sul collettore di bunkeraggio compresa la schermatura meccanica temporanea della connessione di bunkeraggio;

- ÷ rilevamento perdite con chiusura automatica della valvola del bunker;
- ÷ sistema di nebulizzazione d'acqua sopra il collettore di bunkeraggio per ridurre i vapori tossici nella stazione di bunkeraggio;
- ÷ vaschetta di raccolta sotto il collettore di bunkeraggio per raccogliere eventuali perdite e scaricare l'acqua/ammoniaca fuori bordo;
- ÷ arresto di emergenza manuale;
- ÷ un collegamento nave-terra (SSL) o un mezzo equivalente per la comunicazione ESD automatica e manuale alla fonte di bunkeraggio.

16.2.3 Il serbatoio di stoccaggio per ammoniaca

L'ammoniaca viene trasportata allo stato liquido; pertanto, deve essere compresso o refrigerato o una combinazione dei due. I serbatoi di stoccaggio dell'ammoniaca completamente refrigerati contengono liquido a -33°C a pressione atmosferica, mentre i serbatoi completamente pressurizzati sono progettati per 18 bar che corrispondono alla pressione del vapore di ammoniaca a 45°C.

Ci sono diversi fattori relativi alla sicurezza da considerare quando si sceglie il tipo di serbatoio del carburante:

- ÷ lo sfiato dei vapori del serbatoio deve essere sempre evitato. Ciò implica che i serbatoi per l'ammoniaca avranno bisogno di un sistema di gestione del gas di evaporazione (BOG) a meno che non siano progettati per la piena pressione di vapore dell'ammoniaca a temperatura ambiente (18 bar);
- ÷ per i serbatoi che richiedono barriere secondarie, deve essere considerata in particolare la gestione degli scenari di perdita e il successivo sfiato di emergenza dei gas combustibili;
- ÷ la scelta del serbatoio del carburante può anche influire sulla flessibilità per quanto riguarda la compatibilità con gli impianti di bunkeraggio per quanto riguarda pressione e temperatura.

A causa della corrosività dell'ammoniaca, devono essere osservati i requisiti speciali per i materiali utilizzati nei serbatoi di stoccaggio dell'ammoniaca e nei sistemi associati.

Per ridurre il rischio di rilascio accidentale di ammoniaca, la posizione del serbatoio deve essere considerata con attenzione rispetto a eventuali eventi esterni che potrebbero potenzialmente danneggiare il serbatoio.

16.2.4 GHG da ammoniaca

I principali gas emessi dalle attività umane con un effetto climalterante sono CO₂ (biossido di carbonio), CH₄ (metano), N₂O (protossido d'azoto), e gas fluorurati, principalmente HFC (idrofluorocarburi), PFC (perfluorocarburi) e SF₆ (esafluoruro di zolfo).

Mentre gli ultimi tre sono ormai stati eliminati da tutti i circuiti commerciali, gli altri vengono emessi anche oggi. Vale la pena sottolineare che il potenziale di riscaldamento globale (GWP) di tali gas è notevolmente differente (il GWP, misura l'effetto riscaldante di ogni gas per unità di massa durante un intervallo di tempo di 20 o 100 anni rispetto all'anidride carbonica).

Gas	Ciclo vita (anni)	GWP (20 anni)	GWP (100 anni)
Anidride carbonica	50 - 200	1	1
Metano	12	72	25

Ossido di azoto	114	310	298

Pertanto, particolare attenzione deve essere riservata alle emissioni di ossido di azoto, centinaia di volte più clima-alterante dell'anidride carbonica.

L'utilizzo dell'ammoniaca come combustibile comporta la produzione di ossidi di azoto, pertanto è necessario prevedere l'utilizzo a bordo delle navi di un sistema di abbattimento degli NOx simile a quelli in uso nelle auto diesel.

16.2.5 Utilizzo di idrogeno gassoso per ottimizzare il processo di combustione

I motori ad ammoniaca necessitano in limitate quantità (circa 8% in volume) di idrogeno gassoso per ottimizzare il processo di ossidazione connesso, e pertanto anche a bordo delle navi ad ammoniaca sarà presente una piccola riserva di idrogeno gassoso.

16.3 La catena logistica del porto di Civitavecchia

Appare del tutto evidente che il porto di Civitavecchia, similmente a quanto visto per il GNL, non possa avere infrastrutture fisse di stoccaggio, né per l'idrogeno compresso (CH₂), né per quello liquefatto (LH₂). Appare anche del tutto improbabile che si possano creare degli idrogeno-dotti provenienti da ambiti extra-portuali, dedicati alle operazioni di bunkeraggio. Pertanto, salvo l'utilizzo con mezzi mobili, si esclude che si possa sviluppare una catena logistica legata al bunkeraggio delle navi con idrogeno prodotto/stoccato in ambito portuale.

L'utilizzo indiretto dell'idrogeno, attraverso l'ammoniaca, invece risulta essere altamente probabile per tutta una serie di motivi, oppure l'utilizzo di vettori di idrogeno organico liquido.

16.3.1 Catena logistica dell'ammoniaca

Tra le proprietà dell'ammoniaca liquida c'è la sua densità di energia di circa 18,6 MJ/kg. È significativamente inferiore rispetto ai combustibili marini di oggi, nonché al gas naturale e al GPL. Quindi l'ammoniaca ha una densità di energia relativamente bassa. Il grande vantaggio dell'ammoniaca è che può essere conservata a temperature più elevate in forma liquida sotto pressione atmosferica. È un liquido leggermente criogenico. Sotto pressione atmosferica, abbiamo bisogno di -33,4 gradi. A temperatura ambiente di 20 gradi, abbiamo bisogno di una pressione di circa 10 bar.

L'infiammabilità dell'ammoniaca è relativamente limitata, in quanto è limitata in un intervallo specifico compreso tra il 15-25% di LEL e UEL. Questa è un vantaggio e un problema allo stesso tempo. Un vantaggio perché è più difficile accenderlo, e un problema perché abbiamo bisogno di migliorare la sua capacità di accensione attraverso i carburanti pilota.

Il vantaggio dell'ammoniaca utilizzata come combustibile è che non contiene carbonio ma ha bisogno di carburante pilota per la combustione. La proporzione di carburante pilota può arrivare fino al 20%. L'ammoniaca è il più alto vettore di idrogeno, che ha una significativa densità di energia al contrario. Data la limitata infiammabilità dell'ammoniaca, abbiamo bisogno di carburante pilota per la sua combustione. Inoltre, deve essere prodotto da energia rinnovabile, altrimenti è necessaria molta energia. È il noto processo Haber-Bosch. L'ammoniaca può essere conservata a temperatura ambiente come liquido a pressione moderata inferiore a 10 bar. Ha una bassa infiammabilità con

LEL= 15% e UEL= 25%. È leggermente criogenico. Può essere conservato a pressione atmosferica a -33 gradi C.

L'ammoniaca viene spostata dal serbatoio di stoccaggio tramite pompe a bassa pressione; quindi, la pressione viene aumentata a circa 70 bar tramite pompe ad alta pressione. L'ammoniaca viene quindi filtrata e va al motore utilizzando tubazioni a doppia parete per sicurezza e ritorna anche nelle tubazioni a doppia parete, passando attraverso i tamburi knock out, prima di un potenziale sfiato. Il sistema può essere isolato e spento e anche passare alla modalità liquido in caso di emergenza.

Poiché abbiamo a che fare con l'ammoniaca, che è un composto nocivo, abbiamo bisogno di avere un reattore catalitico selettivo, SCR, secondo l'allegato VI della convenzione MARPOL, il che significa che dovremo avere l'urea in deposito. L'urea decompone i composti di NOx in azoto e acqua innocui. Questo, sfortunatamente, induce più CAPEX nell'installazione di ammoniaca. Gli NOx nei gas di scarico sono sotto forma di ossido nitrico (NO) e ossido di azoto (NO2) di solito in proporzioni rispettivamente del 95% e del 5%. L'ossido nitrico non è considerato pericoloso per la salute a concentrazioni ambientali tipiche. La tendenza degli NOx a ossidarsi a N2O dannoso attira la nostra attenzione. N2O è anche conosciuto come il gas esilarante e sfortunatamente è un gas serra molto potente. Le concentrazioni di NO2 sono basse. Il livello a volte viene aumentato di proposito per migliorare la conversione di NOx a basse temperature. In caso di aumento del biossido nitrico, è anche possibile la formazione di N2O. Si stima che sia 300 volte peggiore dell'anidride carbonica per quanto riguarda il potenziale di riscaldamento globale.

Inoltre, data la bassa densità energetica dell'ammoniaca, abbiamo bisogno di molto più volume di stoccaggio per l'ammoniaca. È stato stimato che per un vettore di petrolio greggio molto grande, abbiamo bisogno di 3 serbatoi cilindrici, ciascuno di 10 metri di diametro e circa 50 m di lunghezza per un intervallo di 7.500 nm. Questa è una domanda piuttosto elevata di impronta per il ponte della nave. Una soluzione sarà quella di mescolare l'ammoniaca con l'idrogeno, che ha una maggiore densità di energia e in questo modo aumentare il contenuto energetico del carburante.

Sebbene l'ammoniaca non sia molto infiammabile, è altamente tossica e corrosiva. Tuttavia, l'industria dei fertilizzanti ha più di 100 anni di esperienza nel lavoro con l'ammoniaca, senza gravi incidenti. L'ammoniaca, se miscelata con acqua, è altamente corrosiva, in quanto si mescola con i fluidi corporei, come il sudore, causando ustioni della pelle. L'ammoniaca è più leggera dell'aria, ma se è in soluzione con acqua diventa più pesante dell'aria e quindi diventa un rischio per la salute. L'ammoniaca corrode anche rame, ottone e leghe di zinco. I serbatoi di stoccaggio per ammoniaca devono avere varie caratteristiche di sicurezza come prese d'aria, valvole di sicurezza ecc. Gli scarichi di sfiato devono essere designati come aree pericolose a causa della tossicità dell'ammoniaca.

Una vasta porzione del sedime portuale di Civitavecchia, e un'ampia fascia cittadina, sono oggi occupati da depositi costieri di combustibili tradizionali che potrebbero essere riconvertiti a depositi di ammoniaca.

L'ammoniaca, sotto forma di sale d'ammonio, è in uso da millenni, mentre l'ammoniaca gassosa pura fu isolata nel 1774 e la sua produzione industriale iniziò nel 1913. Da allora essa viene utilizzata in molteplici campi ed in Italia se ne producono annualmente circa 600.000 tonnellate, mentre a

livello mondiale supera i 150 milioni di tonnellate. Pertanto, è attualmente disponibile (contrariamente al GNL, CGH₂ ed LH₂) una catena logistica che potrebbe facilmente approvvigionare gli ambiti portuali dell'ammoniaca necessaria alle operazioni di bunkeraggio. In base alla richiesta, si potrebbe anche destinare un approdo della costruenda Darsena Mare Nostrum alla movimentazione della NH₃.

L'utilizzo dell'ammoniaca quale combustibile marino comporterebbe l'utilizzo di navi cisterna che andrebbero a scalare il porto di Civitavecchia (presso una banchina dedicata nella costruenda Darsena Mare Nostrum). Da qui l'ammoniaca verrebbe trasferita all'interno di nuovi serbatoi realizzati all'interno degli esistenti depositi costieri.

La consegna del prodotto a bordo delle navi potrebbe avvenire in assoluta analogia a quanto avviene per il bunkeraggio dei combustibili liquidi tradizionali.

Particolare attenzione andrà riservata alla scelta dei materiali, considerata l'estrema corrosività dell'ammoniaca, ed alle procedure associate al ciclo logistico, considerata la pericolosità della stessa. Questa catena logistica prevede l'utilizzo dell'ammoniaca presso motori marini modificati, ma sostanzialmente simili a quelli che utilizzano combustibili tradizionali.

Naturalmente, la massa critica a supporto della riconversione degli esistenti depositi costieri e delle nuove infrastrutture portuali potrebbe essere incrementata prevedendo di rifornire altri impianti basati a terra che necessitano di ammoniaca.

16.3.2 Catena logistica dei vettori di idrogeno organico liquido

L'utilizzo dell'idrogeno quale combustibile marittimo potrebbe essere facilitato dall'utilizzo di vettori di idrogeno organico liquido (Liquid Organic Hydrogen Carrier - LOHC), con cui trasportare l'idrogeno verde prodotto in grandi quantità presso aree geografiche dove risultano essere disponibili grandi quantità di energia rinnovabili (quali quella fotovoltaica, o quelle eolica) presso siti di utilizzo basati nell'intorno di Civitavecchia.

I vettori di idrogeno organico liquido (LOHC) sono composti organici che possono assorbire e rilasciare idrogeno attraverso reazioni chimiche. In linea di principio, ogni composto insaturo (molecole organiche con doppi o tripli legami C-C) può assorbire idrogeno durante l'idrogenazione. La sequenza di deidrogenazione endotermica seguita dalla purificazione dell'idrogeno è considerata il principale inconveniente che limita l'efficienza complessiva del ciclo di stoccaggio. Per assorbire l'idrogeno, la forma disidratata di LOHC (un composto insaturo, per lo più aromatico) reagisce con l'idrogeno in una reazione di idrogenazione. L'idrogenazione è una reazione esotermica e viene effettuata a pressioni elevate (ca. 30-50 bar) e temperature di circa 150-200°C in presenza di un catalizzatore. In questo modo si forma il composto saturo corrispondente, che può essere immagazzinato o trasportato in condizioni ambientali. Se l'idrogeno è di nuovo necessario, la forma ora idrogenata e ricca di idrogeno del LOHC viene deidrogenata, con l'idrogeno che viene rilasciato di nuovo dal LOHC. Questa reazione è endotermica e avviene a temperature elevate (250-320°C) sempre in presenza di un catalizzatore. Prima che l'idrogeno possa essere utilizzato, potrebbe essere necessario pulirlo dal vapore LOHC. Per aumentare l'efficienza, il calore contenuto nel flusso di materiale caldo che esce dall'unità di rilascio deve essere trasferito al flusso di materiale freddo costituito da LOHC ricco di idrogeno che entra nell'unità di rilascio al fine di mantenere basso il fabbisogno energetico per il preriscaldamento prima della reazione. In particolare, il calore rilasciato

dalla reazione di idrogenazione quando l'idrogeno viene assorbito può in linea di principio essere utilizzato per scopi di riscaldamento o come calore di processo

La catena logistica si basa sull'utilizzo di oli diatermici aromatici sintetici che presso il sito di produzione dell'idrogeno verde andrebbero "idrogenati", per essere successivamente "de-idrogenati" presso l'utilizzatore finale dell'idrogeno verde, in prossimità della cella a combustibile.

L'utilizzo di LOHC comporterebbe l'utilizzo di navi cisterna che andrebbero a scalare il porto di Civitavecchia (presso una banchina dedicata nella costruenda Darsena Mare Nostrum). Da qui il LOHC verrebbe trasferito all'interno di esistenti serbatoi presenti presso i depositi costieri.

Il LOHC caricato può essere immagazzinato a condizioni ambientali, il che rappresenta un ulteriore vantaggio rispetto all'idrogeno gassoso. Il processo di carico/scarico è reversibile; l'idrogenazione (carico) richiede pressioni più elevate ed è esotermica, e quindi rilascia energia, mentre la deidrogenazione (scarico) è un processo endotermico che richiede energia e quindi temperature più elevate – entrambi i processi avvengono tramite un catalizzatore.

La consegna del prodotto a bordo delle navi che produrranno energia elettrica attraverso l'idrogeno verde trasportato dal LOHC potrebbe avvenire in assoluta analogia a quanto avviene per il bunkeraggio dei combustibili liquidi tradizionali.

Contrariamente all'ammoniaca il LOHC non comporta la scelta di materiali particolarmente pregiati ed ha minore pericolosità.

Questa catena logistica prevede l'utilizzo dell'idrogeno verde presso celle a combustibile installate a bordo della nave, preceduta da una sezione di "de-idrogenazione" del LOHC: il LOHC provato dell'idrogeno andrebbe ritrasferito al deposito costiero e da qui re-inviato al sito di produzione dell'idrogeno verde.

Naturalmente, la massa critica a supporto della riconversione degli esistenti depositi costieri e delle nuove infrastrutture portuali potrebbe essere incrementata prevedendo di rifornire l'acciaieria di Terni al fine di produrre acciaio a basso impatto clima alterante (sostituendo il coke, con l'idrogeno verde).

Un LOHC disponibile sul mercato, al costo di circa 5,00 €/kg, è il DiBenzylToluene (DBT) che può essere facilmente "idrogenato" a peridro-DBT (18H-DBT): attraverso il processo di idrogenazione del DBT a 18H-DBT, si possono trasportare per ogni kg.100 di DBT, kg.5 di idrogeno verde.

17.IDROGENO BUFFER ENERGETICO PORTUALE

L'elettrificazione di tutti i fabbisogni energetici dei diversi utenti portuali porta a stimare l'energia necessaria in oltre 100 GWh.

Settore	2019	2022	2030	2040	2050
Utenze AdSP	2.840	2.050	2.540	2.950	3.460
Rete elettrica	12.160	12.160	14.340	16.230	18.530
Mezzi	3.300	3.300	5.900	7.270	9.050
Navi residenti	420	420	420	1.520	1.850
Cruise	57.360	57.360	60.230	63.240	66.400
Ferry	21.040	21.040	26.650	29.440	32.520
Cargo	12.000	12.000	15.200	20.430	27.460
totale	109.120	108.330	125.280	141.080	159.270

Lo scenario energetico a lungo termine, in base al quale ottenere la completa decarbonizzazione dei traffici marittimi/portuali di Civitavecchia è illustrata ne presente Capitolo, e prevede anche l'utilizzo dell'idrogeno verde quale buffer energetico del sistema elettrico portuale, mentre quale combustibile marino prevede l'utilizzo dell'ammoniaca, come prima indicato (assieme ad altri combustibili a zero emissioni).

La connessione alla R.E.N. necessita della realizzazione di collegamenti elettrici alla rete distributiva in AAT (200kV) al fine di derivare la potenza necessaria ad elettrificare tutto il porto (potenza impegnata dalla R.E.N. di almeno 90 MWe al fine di dare corso alle prescrizioni di cui allo standard IEC/ISO/IEEE 80005:2019, soprattutto per quanto concerne la potenza da mettere a disposizione di navi da crociera: ogni singola connessione deve mettere a disposizione della nave, indipendentemente dall'effettivo utilizzo, almeno 16MVA).

Invece di seguire tale modello energetico, si assume di volere elettrificare il massimo fabbisogno energetico portuale per utenze potenzialmente connettabili (stimato al 2050 in 159.270 MWh) con FER disponibili nel comprensorio di Civitavecchia (principalmente eolico flottante), con un esteso ricorso a nuovi sistemi di storage (idrogeno verde) e ad una implementazione della digitalizzazione del sistema (da *smart grid* a *smart energy grid*).

Al momento, l'unica FER avente una maturità industriale da potere utilizzare per la decarbonizzazione dei traffici marittimo-portuali è quella fotovoltaica (PV); tale fonte energetica potrebbe essere integrata con altre (mareomotrice ed eolica) in funzione delle risultanze di alcuni studi tuttora in corso: particolarmente promettente è quella relativa alla conversione del moto ondoso in energia elettrica attraverso dispositivi WaveSax, da cui si stima una potenziale produzione annua fino a 16GWh, come l'iniziativa di un operatore privato di realizzare al largo di Civitavecchia un impianto eolico flottante da 500 MW.

Considerata la non programmabilità della produzione PV si è deciso di utilizzare quale vettore energetico l'idrogeno verde prodotto negli ambiti retroportuali, accoppiato a batterie di tipo tradizionale (litio/ferro-fosforo) al fine di rendere ridondante e sicuro il sistema energetico.

Pertanto, il sistema energetico si compone di diverse sezioni:

- ÷ produzione primaria da un mix di F.E.R. (fotovoltaica esistente accoppiata a sistemi di produzione mareomotrici e/o eolici);
- ÷ utilizzo di idrogeno verde quale vettore energetico (per soddisfare le esigenze di utenti portuali dotati di celle a combustibile autonome);
- ÷ utilizzo di idrogeno verde quale buffer energetico da accoppiare all'utilizzo di batterie tradizionali per stabilizzare il sistema elettrico portuale (in percentuale variabile a seconda delle esigenze portuali).

Inoltre, l'integrazione dei diversi sistemi energetici indicati sarà completamente digitalizzata attraverso la creazione di una innovativa *smart energy grid* in grado di ottimizzare i flussi energetici in ingresso ed in uscita dagli ambiti portuali (il progetto si prefigge di dimostrare che i porti non sono “pozzi di energia” come finora successo, ma “finti di energia rinnovabile”), meglio indirizzandoli alle diverse utenze (elettriche e non).

Per realizzare tale sistema energetico si è deciso di utilizzare il seguente modello impiantistico, il cui costo è stimato in circa mezzo miliardo di euro:

- ÷ realizzazione/utilizzo di impianti di produzione primaria per soddisfare il massimo fabbisogno portuale sopra indicato, con un costo di €.195.000.000,00;
- ÷ comparto batterie litio/ferro-fosfato, con un costo di circa €. 50.000.000,00;
- ÷ produzione di idrogeno verde attraverso elettrolizzatori PEM, con un costo di €.90.000.000,00;
- ÷ stoccaggio idrogeno in bombole alla pressione di 500bar, con un costo di €. 20.000.000,00;
- ÷ conversione dell'idrogeno in energia elettrica attraverso celle a combustibile, con un costo di €.50.000.000,00;
- ÷ distribuzione energia elettrica prodotta attraverso implementazione rete elettrica portuale, con un costo di circa €.70.000.000,00;
- ÷ collegamento stoccaggio idrogeno con impianti di erogazione idrogeno in ambito portuale, con un costo di circa €.25.000.000,00.

Il costo indicato per la fonte di energia primaria è correlato alla realizzazione di un ampio impianto PV, anche se la superficie necessaria rende poco plausibile la sua realizzazione, esso viene utilizzato come paragone per l'installazione di un impianto eolico flottante che appare essere più realistico: il costo dell'impianto PV (vista l'assenza di uno studio dettagliato per quello eolico flottante) viene utilizzato come termine di paragone, considerato che i costi unitari delle due tipologie di impianti sono simili.

I costi e le determinazioni indicate derivano da un approccio conservativo dell'iniziativa (e tengono conto dei costi connessi alla corretta azione amministrativa dell'Ente), che non tiene conto dei certi miglioramenti tecnologici (e della conseguente riduzione dei costi) che lo sviluppo delle tecnologie determinerà nel prossimo futuro: ad esempio la produzione di energia elettrica per via fotovoltaica è oggi considerata (dall'International Energy Agency) come la più economica, mentre sino a 15 anni fa era considerata non matura e necessitante di enormi incentivi in conto produzione (diversi programmi “conto energia” varati dal governo italiano e tuttora in vigore).

Tali costi stati maggiorati forfettariamente per tenere conto delle procedure amministrative connesse alla realizzazione del progetto, in quanto l'AdSP è un ente pubblico e come tale è soggetto a norme specifiche (Codice Appalti e simili), nonché del fatto che le diverse sezioni del programma di decarbonizzazione saranno realizzate per fasi, e non in maniera unitaria.

Il sistema appresso indica comprende gli impianti di produzione ed accumulo illustrati in precedenza, i cui costi se finanziati con fondi specifici andranno scorporati da quelli appresso elencati.

17.1 Sostenibilità del sistema energetico integrato

La sostenibilità è la caratteristica di un processo o di uno stato che può essere mantenuto a un certo livello indefinitamente. In ambito ambientale, economico e sociale, essa è il processo di cambiamento nel quale lo sfruttamento delle risorse, il piano degli investimenti, l'orientamento dello sviluppo tecnologico e le modifiche istituzionali sono tutti in sintonia e valorizzano il potenziale attuale e futuro al fine di far fronte ai bisogni e alle aspirazioni dell'uomo.

17.1.1 Le tre dimensioni della sostenibilità

Il Summit mondiale sullo sviluppo sostenibile del 2005 ha individuato gli obiettivi di sviluppo sostenibile, tra cui lo sviluppo economico, lo sviluppo sociale e la tutela dell'ambiente. Di fatto, i tre pilastri sono interconnessi, tanto che, in una prospettiva a lungo termine, nessuno dei tre può sussistere senza gli altri. I tre pilastri, nel corso degli ultimi anni, hanno costituito una base comune per vari sistemi di standard e certificazioni di sostenibilità.

Lo sviluppo sostenibile consiste nella capacità di mantenere un equilibrio tra gli sforzi a livello locale e globale con lo scopo di soddisfare i bisogni fondamentali dell'uomo senza distruggere o danneggiare l'ambiente naturale. Di conseguenza, la difficoltà sta nel riuscire a rappresentare nel modo giusto il rapporto tra le necessità umane e l'ambiente. Uno studio del 2005 ha messo in luce che la giustizia ambientale è un fattore importante tanto quanto lo sviluppo sostenibile. Da questa prospettiva, l'economia diventa un sottosistema della società umana che a sua volta è un sottosistema della biosfera, quindi all'aumento in un settore corrisponde una perdita in un altro.

La semplice definizione di sostenibilità come qualcosa che migliora la qualità della vita umana senza intaccare gli ecosistemi, per quanto possa sembrare vaga, rende bene l'idea che la sostenibilità abbia dei limiti quantificabili. Ma la sostenibilità va intesa anche come un appello ad agire, una sfida, un "viaggio" e perciò come un processo politico. È per questo che alcune definizioni di sostenibilità stabiliscono alcuni obiettivi e valori comuni.

17.1.2 La Carta della Terra

La Carta della Terra (un documento vecchio di venti anni) parla di "una società globale sostenibile, fondata sul rispetto della natura, sui diritti umani universali, sulla giustizia economica e sulla cultura della pace". Tale definizione ha suggerito una rappresentazione della sostenibilità più complessa, che comprendesse anche l'importanza della "politica". In aggiunta, la sostenibilità comporta la capacità di prendere decisioni e apportare innovazioni in maniera responsabile e dinamica riducendo l'impatto negativo e mantenendo l'equilibrio tra resilienza ecologica, prosperità economica, giustizia politica e vitalità culturale con lo scopo di garantire un pianeta accogliente per

tutte le specie, sia nel presente sia per il futuro. Tipologie specifiche di sostenibilità comprendono tecniche di agricoltura sostenibile, bioarchitettura o economia ecologica. Comprendere lo sviluppo sostenibile è importante ma, senza porsi obiettivi concreti, resta un termine astratto come la “libertà” o la “giustizia”.

17.1.3 Sostenibilità della dimensione energia

L'energia solare, immagazzinata dalle piante (produttori primari) durante la fotosintesi, passa mediante la catena alimentare agli altri organismi, per dare infine energia a tutti i processi viventi. Dalla rivoluzione industriale l'energia concentrata del Sole immagazzinata nelle piante fossili come combustibili fossili è stato uno degli elementi più importanti della tecnologia che, a sua volta, è stata la fonte sia del potere economico sia di quello politico. Nel 2007 gli scienziati del clima del gruppo intergovernativo sul cambiamento climatico (IPCC) decretarono che c'era almeno il 90% di probabilità che l'aumento di CO₂ nell'atmosfera fosse stato causato dall'uomo, soprattutto come conseguenza delle emissioni di combustibili fossili e, in misura minore, dai cambiamenti nell'uso del suolo. Per stabilizzare il clima mondiale verrà richiesto ai Paesi ad alto reddito di ridurre le loro emissioni entro il 2050 mantenendo i livelli di CO₂ a 450-650 ppm rispetto ai livelli attuali di circa 380 ppm. Superato questo livello, le temperature potrebbero aumentare di oltre 2 °C fino a produrre un cambio climatico “catastrofico”. La riduzione degli attuali livelli di CO₂ deve essere raggiunto in rapporto a un contesto di crescita della popolazione globale e dei Paesi in via di sviluppo che aspirano allo stile di vita occidentale del consumo elevato ad alta intensità energetica. La riduzione delle emissioni dei gas serra viene affrontata a tutti i livelli, che vanno dalla tracciabilità del passaggio del carbonio attraverso il suo ciclo alla commercializzazione di energia rinnovabile, sviluppando tecnologie e sistemi di trasporto che richiedono meno consumo di carbonio e tentativi da parte degli individui di condurre uno stile di vita a emissione zero monitorando l'impiego di combustibili fossili presente in tutti i beni e servizi di cui essi fanno uso. L'ingegneria delle tecnologie emergenti come il carburante a emissione zero e i sistemi di accumulo di energia come la potenza a gas, lo stoccaggio di energia ad aria compressa e le centrali con impianti ad accumulazione sono necessarie per l'immagazzinamento di energia da fonti di energia rinnovabile transitorie che includono le rinnovabili emergenti.

17.2 Sostenibilità del sistema energetico integrato portuale di Civitavecchia

Il sistema energetico integrato del porto di Civitavecchia si fonda sui tre pilastri della sostenibilità come risulta evidente da quanto appresso indicato.

17.2.1 Sostenibilità ambientale

Il sistema si basa sul principio dell'economia circolare tese a riutilizzare in maniera indefinita le risorse naturali disponibili (al contrario dell'economia lineare, quale quella basata sui combustibili fossili, che tende a produrre rifiuti dalle risorse).

Infatti, ad essa non è associata alcuna emissione di GHG ed anzi potrebbe compensare le emissioni di altri cicli energetici lineari.

17.2.2 Sostenibilità economica

Il sistema tende ad autosostenersi anche dal punto di vista economico attraverso una attenta gestione dei flussi energetici basati gestiti da software gestionali predittivi (parte essenziale della *smart grid*).

In questo modo vengono drasticamente ridotti i costi operativi del sistema (Opex) a fronte del necessario investimento pubblico teso a coprire i costi di installazione del sistema (Capex), al fine di ridurre i costi propri delle connessioni alla R.E.N. (oneri vari, potenza impegnata, ecc.).

17.2.3 Sostenibilità sociale

Il sistema risponde alle legittime esigenze dei cittadini del comprensorio di Civitavecchia in merito ad un accettabile livello della qualità della vita, ottenuto anche attraverso una drastica e “visibile” riduzione delle emissioni in atmosfera.

Inoltre, si prefigge l’obiettivo di creare nuova occupazione attraverso l’implementazione del sistema produttivo necessario a realizzare e gestire il sistema.

17.3 Integrazione diversi sistemi energetici

Il sistema di produzione elettrica primaria non essendo programmabile (come il PV, anche l’eolico o la mareomotrice) sarà integrato attraverso l’utilizzo di un sistema di accumulo elettrico (batterie) e attraverso la produzione di idrogeno con cui alimentante Fuel Cell (sia centralizzate presso un impianto di produzione posto al servizio della rete elettrica portuale, che diffuse in uso a diversi utenti portuali non connessi alla rete elettrica quali sono ad esempio navi e mezzi d’opera).

La percentuale di copertura del fabbisogno energetico portuale appresso indicata è suscettibile di modifiche in funzione degli sviluppi portuali, e viene appresso indicata al fine di dare una stima (non accurata) delle dimensioni dei diversi impianti e dei relativi costi:

- ÷ impiego diretto produzione PV, circa 4 ore/giorno (27.076 MWh/anno);
- ÷ utilizzo di batterie Li/FePO₄, circa 4 ore giorno (33.447 MWh/anno);
- ÷ Fuel Cell alimentate ad H₂, circa 15 ore giorno, (98.747 MWh/anno).

Tali valori saranno utilizzati per dimensionare l’impianto PV destinato alla produzione energetica primaria, la cui potenzialità potrà variare in funzione:

- ÷ della evoluzione dello scenario energetico portuale che si discosti da quello indicato nel presente DEASP;
- ÷ dalla disponibilità nel territorio di Civitavecchia di altre fonti di energia rinnovabili che si potranno integrare a quella PV.

Infatti, l’AdSP sta valutando l’impiego di tecnologie innovative associate ad altre due FER, per diversificare la tipologia dell’energia primaria con cui soddisfare le esigenze portuali, prime tra tutte quella:

- ÷ eolica, attraverso l’utilizzo dell’energia prodotta da un impianto eolico flottante previsto essere installato al largo di Civitavecchia;
- ÷ mareomotrice, con turbine idrauliche WaveSax, appresso descritte.

Inoltre, numerosi armatori hanno in costruzione nuove navi, che potrebbero scalare Civitavecchia, che utilizzano mix energetici totalmente diversi da quelli finora in uso quali:

- ÷ nuovi combustibili non climalteranti;

÷ generatori elettrici che applicano i principi delle celle a combustibile.

17.4 Schema energetico

Sulla scorta delle considerazioni prima indicate, si può indicare l'efficienza di ciascuna delle tre diverse tecnologie alla base del sistema energetico integrato ipotizzato essere in grado di decarbonizzare il porto.

17.4.1 Impiego diretto impianti di produzione primaria

I pannelli solari sono in grado di convertire la radiazione incidente in energia elettrica in corrente continua, convertibile facilmente e con dissipazioni pressoché nulle in corrente alternata avente frequenza e tensione richiesta dalla rete elettrica ricevente: per cui si assume unitario il rendimento in uscita da questa tecnologia (rendimento 100%). Analogamente le turbine eoliche sono in grado di convertire i venti derivanti dalla radiazione solare in energia elettrica, come i convertitori del moto ondoso in energia elettrica (WEC-OWC).

La cospicua quantità di energia elettrica necessaria a decarbonizzare tutti i traffici marittimi/portuali di Civitavecchia, richiede l'impiego di superfici non disponibili all'interno del sedime portuale, e pertanto l'AdSP valuta con estrema attenzione l'iniziativa di un operatore privato di realizzare al largo di Civitavecchia un impianto eolico flottante da 500 MW.

La costruzione e l'esercizio degli impianti off-shore necessita la disponibilità di un accosto dedicato che il porto di Civitavecchia è in grado di offrire all'interno della costruenda DMN: infatti, la notevole taglia degli impianti off-shore (flottanti) necessita di un approdo dove assemblare i diversi componenti dell'impianto, e dove quotidianamente gestire gli impianti una volta realizzati.

17.4.2 Accumuli elettrici diretti

L'energia proveniente dalle diverse FER utilizzate (PV, eolico e OWC) sarà utilizzata per caricare sistemi di accumulo diretti (batterie), i quali giornalmente saranno in grado di erogheranno l'energia immagazzinata. Le dispersioni di questo sistema si assumono pari al 5%, pertanto il rendimento è pari al 95%.

17.4.3 Accumuli energetici tramite idrogeno

Inoltre, la sovrapproduzione di FER sarà utilizzata per alimentare elettrolizzatori con cui produrre H₂ compresso (CH₂) da utilizzare per decarbonizzare il porto di Civitavecchia: le dispersioni di questo sistema si assumono pari al 40% (inclusa l'energia necessaria a comprimere l'idrogeno fino alla pressione di 500bar), pertanto il rendimento è considerato pari al 60%. L'idrogeno è successivamente trasformato in energia elettrica, al bisogno, attraverso l'utilizzo di sistemi Fuel Cell, che hanno un rendimento pari al 50%.

Nel caso fosse possibile erogare anche energia termica, il rendimento del sistema energetico crescerebbe fino al 90%.

Pertanto, il rendimento complessivo della trasformazione energia da PV/H₂/ee è pari a 30%.

17.5 Energia primaria da erogare (da PV)

Sulla scorta dei diversi rendimenti e fattori di capacità associati a ciascuna tecnologia, si determina l'energia annua che dovrà essere prodotta dagli impianti fotovoltaici, al fine di soddisfare il massimo fabbisogno energetico portuale stimato in 159.270 MWh:

÷ impiego diretto produzione PV, $(159.270 \text{ MWh} \times 17\%) / 100\% = 27.076 \text{ MWh}$;

÷ batterie Li-FePO₄, $(159.270 \text{ MWh} \times 21\%) / 95\% = 35.207 \text{ MWh}$;

÷ PV/H₂/ee, $(159.270 \text{ MWh} \times 62\%) / 30\% = 329.158 \text{ MWh}$.

Pertanto, l'energia primaria da produrre per soddisfare il fabbisogno energetico del porto varia tra:

÷ 159,3 GWh (minima), nel caso l'intero fabbisogno venisse soddisfatto con FER non connesse al porto, ma attraverso la R.E.N.;

÷ 329,2 GWh (massima), nel caso l'intero fabbisogno venisse soddisfatto attraverso l'uso diretto (17%) dell'energia prodotta da un parco PV dotato di sistemi di accumulo tradizionali (21%) e di impianti di produzione di idrogeno verde (62%).

La configurazione sopra indicata risulta essere la più costosa, e viene utilizzata al solo fine di avere una indicazione sul costo massimo del sistema.

17.5.1 Coefficiente di conversione radiazione solare

La decarbonizzazione del porto di Civitavecchia prevede di installare gli impianti PV quanto più vicini al porto stesso, pertanto determinante è la caratterizzazione del sito e l'analisi dei relativi dati di insolazione.

Considerato che le aree dove installare gli impianti PV hanno una orografia non sempre pianeggiante, si è ridotto il coefficiente specifico prima indicato del 10%, pertanto il coefficiente di conversione della radiazione solare utilizzato per il dimensionamento del sistema energetico necessario a decarbonizzare il porto di Civitavecchia è pari a 1.560 MWh/MWp.

17.5.2 Impianto fotovoltaico flottante

Una volta determinata la quantità di energia annualmente necessaria (391.441 MWh) ed il coefficiente di conversione della radiazione solare (1.560 MWh/MWp), si determinano le caratteristiche principali dell'impianto PV.

17.5.3 Potenza di picco da installare

La potenza di picco degli impianti da installare è pari a circa 251 MWp:

$$391.441 / 1.560 = 250.9 \text{ MWp}$$

17.5.4 Superficie necessaria per impianti PV

Considerato di installare 1 MWp ogni ettaro di terreno non utilizzato, la superficie da mettere a disposizione degli impianti PV è pari a circa 251 ha:

$$250.9 \times 1.0 = 250.9 \text{ ha}$$

17.5.5 Costo impianti PV

Considerando di installare gli impianti PV su aree non di pregio, il cui valore sul mercato si stima in €. 200.000,00 per ettaro, si ha un costo di acquisto dei terreni pari a quasi 63 milioni di euro:

$$250.9 \times 200.000,00 = \text{€} 50.180.000,00$$

Stimando in €.500.000,00 il costo per ogni MWp installato si ha che il costo degli impianti PV è pari ad oltre 150 milioni di euro:

$$250.9 \times 500.000,00 = 125.450.000,00$$

Pertanto, il solo costo degli impianti PV sarebbe pari ad oltre 175 milioni di euro:

$$€50.180.000,00 + 125.450.000,00 = € 175.630.000,00$$

Al costo degli impianti PV vanno aggiunti ulteriori costi che portano a stimare il costo dell'impianto avente la conformazione impiantistica idonea a soddisfare le esigenze dell'isola energetica portuale in circa €195.000.000,00.

17.5.6 Utilizzo dell'energia prodotta

L'energia elettrica prodotta andrà ad essere indirizzata a due diverse utenze:

- ÷ il sistema portuale per la quantità immediatamente disponibile (media annua 27.076MWh);
- ÷ per ricaricare le batterie (media annua 35.207 MWh);
- ÷ gli elettrolizzatori destinati alla produzione di idrogeno verde (media annua 329.158 MWh).

17.6 Impianto eolico flottante

Gli analisti prevedono che nel 2050 la potenza installata degli impianti eolici flottanti sarà pari a circa 250 GW, in grado di soddisfare circa il 2% del fabbisogno mondiale di elettricità a tale data. Ciò corrisponde a uno sviluppo di oltre 3.000 volte più grande di Hywind Tampen, il più grande parco eolico offshore galleggiante del mondo (attualmente in costruzione in Norvegia).

Gli impianti eolici flottanti possono portare energia pulita alle comunità costiere precedentemente non servite dall'energia eolica (come Civitavecchia, che ha un clima anemometrico non idoneo per l'utilizzo di impianti eolici basati a terra). Inoltre, essi offrono l'opportunità di trasferimento per gli operatori petroliferi e del gas e del settore marittimo delle loro capacità, navi e cantieri in un nuovo settore in rapida crescita.

17.6.1 Stato attuale e costo

Due parchi eolici flottanti, Hywind Scotland e WindFloat Atlantic in Portogallo sono attivi e dimostrano che tale tipologia di impianto è tecnicamente fattibile. Hywind Scotland, che è entrato in servizio nel 2017, ha raggiunto la media più alta del fattore di capacità tra tutti i parchi eolici offshore nel Regno Unito, e ciò dimostra che l'impianto flottante ha potenzialità addirittura superiori all'eolico offshore fissato sul fondo (possibile per fondali inferiori a 50 metri).

Il problema principale dell'impianto flottante è, tuttavia, il costo (essenzialmente dovuto allo stato quasi prototipale di questa tecnologia). Mentre l'impianto fisso (anche off-shore) ha attualmente progetti con un livellato costo dell'energia (LCOE) inferiore a 50 USD/MWh, il primo flottante ha visto il LCOE superare i 200 USD/MWh. In massima parte ciò è dovuto alle ridotte dimensioni dei primi parchi eolici galleggianti e all'immatunità della tecnologia e della logistica associata settore in rapida crescita.

17.6.2 Materiali di costruzione

Alcune caratteristiche specifiche per gli impianti flottanti incidono sui costi e richiedono attenzione, infatti, mentre la quantità di acciaio per una fondazione off-shore ancorata sul fondale (per turbine da 8 MW) è stimata in circa 1.000 tonnellate, la struttura eolica galleggiante potrebbe richiedere più di 2.000 tonnellate di acciaio per la stessa taglia di turbina. Ulteriore materiale è necessario per le

ancore e l'ormeggio sistema. A tale scopo sono in corso alcune sperimentazioni che prevedono l'utilizzo di calcestruzzo idraulico per la realizzazione di impianti flottanti.

17.6.3 Sistemi di ancoraggio

Oltre a richiedere potenzialmente più del doppio della quantità di acciaio, le strutture stesse sono più complessi da progettare e fabbricare, soprattutto rispetto a quelle a traliccio. Altri aspetti che contribuiscono a costi maggiori sono i cavi dinamici e l'aggiunta manutenzione della struttura galleggiante e del sistema di ormeggio. Comune a tutti i concetti è il sistema di ormeggio, e si prevede uno sviluppo significativo in questo settore. Questo si otterrà sia nell'ottimizzazione della tecnologia attualmente utilizzata, che attraverso l'introduzione di nuove tecnologie, materiali e metodi per l'eolico flottante come corde sintetiche, sistemi di riduzione del carico, monitoraggio della tensione integrato sistemi, sistemi di connessione rapida e ormeggio condiviso. Al momento i principali sistemi di ancoraggio sono costituiti da:

- ÷ ancore con trascinamento incorporato (Drag Anchors)
- ÷ ancore a gravità (Deadweights)
- ÷ pali infissi (Drilled Piles)
- ÷ pali aspirati (Suction Buckets)
- ÷ pali ad elica avvitati (Helical Piles)

17.6.4 Implementazione tecnologica in corso

Entro il 2025, si prevede che sia Hywind che WindFloat utilizzeranno delle nuove tecnologie in grado di ridurre i costi ed aumentare la redditività del sistema flottante. In Francia, la chiatta Ideol è prevista entrare a breve in esercizio. In questo periodo altri prototipi a grandezza naturale sono in corso di implementazione (TRL8) come il TetraSpar che si differenzia dagli altri prototipi per la sua modularità e semplicità di montaggio, e OO Star che prevede la fabbricazione in cemento.

Fornitori di tecnologia con risorse già implementate hanno chiaramente un vantaggio in termini di esperienza, ma è ipotizzabile che molti sviluppatori di tecnologia possano rivaleggiare con loro con nuovi concetti. Ci sono attualmente più di 40 prototipi di eolico flottante in fase di sviluppo e nuovi concetti vengono spesso annunciati. Molti di questi sono basati su design simili ai principali prototipi ma li migliorano su fattori come la massa e approccio alla fabbricazione, mentre altri progetti prevedono modifiche più radicali come un sistema di ormeggio a torretta, più turbine su ogni piattaforma galleggiante o combinando l'impianto eolico installato sulla piattaforma con dispositivi per la conversione del moto ondoso, o la produzione di idrogeno.

17.6.5 Applicazione in espansione

Espandere l'applicazione dell'eolico flottante richiede uno sviluppo tecnologico supportato da notevoli capitali. Parchi eolici galleggianti più grandi, più lontano dalla costa in acque profonde, richiederanno sottostazioni galleggianti, con sviluppo di cavi dinamici con livelli di tensione e potenza superiori rispetto alle apparecchiature elettriche attualmente disponibili, come trasformatori e quadri, adatti alla movimentazione tipica di un'unità flottante. Tali impianti devono operare in avverse condizioni meteorologiche come uragani e tifoni, mentre gli impianti in cemento consentiranno una fabbricazione più locale.

17.6.6 Aumento delle dimensioni

Nei prossimi anni, l'eolico flottante aumenterà sia in dimensione della turbina che in dimensione del parco eolico. Fornitori di tecnologia testeranno le loro soluzioni con turbine potenzialmente più grandi di 20 MW, che potrebbe portare a modifiche progettuali oltre ad aumentare le dimensioni della struttura da affrontare i carichi aggiunti.

Con i parchi eolici più grandi, nuove modalità di installazione, fabbricazione e funzionamento delle turbine eoliche galleggianti saranno necessari. Per l'installazione e la fabbricazione, ci aspettiamo sviluppi nell'installazione e nella fabbricazione in serie. Per l'operatività, ci saranno progressi in base alle condizioni manutenzione, uso di gemelli digitali, ispezione basata sul rischio, ispezione robotizzata dei galleggianti e del sistema di ormeggio, e nello sviluppo di metodi per grandi sostituzioni di componenti di turbine offshore. Nel 2025 sarà in funzione un numero crescente di galleggianti, consentendo all'industria di saperne di più sul quotidiano operazioni, prestazioni delle turbine eoliche ed eventi come sostituzione di componenti principali. Quegli apprendimenti lo faranno senza dubbio stimolare nuovi sviluppi.

17.6.7 La sottostazione elettrica

Al largo, a profondità superiori ai 50 metri, le turbine eoliche richiedono sottostazioni per raccogliere e distribuire l'energia generata. A parte questo aumento della potenza delle turbine eoliche, la tendenza a realizzare parchi eolici ancora più grandi per favorire l'economia di scala e la loro posizione pone alcune sfide in termini di trasmissione dell'energia. Pertanto, sono in fase di valutazione alternative in corrente continua (DC).

Solitamente il collegamento elettrico del parco offshore alla rete di trasmissione nazionale in AAT avviene tramite un cavo sottomarino e poi un cavo terrestre. I cavi marini di collegamento permettono connessioni da 66 kV e sono del tipo dinamici per il collegamento di connessione delle turbine galleggianti mentre la connessione per il trasporto dell'energia alla costa è del tipo statico da 220 kV. La sottostazione di trasformazione, che innalza la tensione da 66 a 220 kV, sarà anch'essa allocata su una piattaforma galleggiante con le stesse caratteristiche di quelle utilizzate per le turbine eoliche.

Si prevede che le sottostazioni al servizio dell'impianto eolico off-shore siano anch'esse flottanti, oltre che flessibili, affidabili e modulari, in modo da adattarsi a diverse potenze e requisiti. Inoltre, le sottostazioni sono esposte alle stesse sfide e richieste delle nuove turbine eoliche e delle loro piattaforme galleggianti: nuove infrastrutture digitalizzate per migliorare l'O&M della sottostazione, materiali resistenti alla corrosione che possono resistere all'ambiente marino e la riduzione complessiva dei costi parco eolico.

Pertanto, uno degli obiettivi del progetto include lo sviluppo di una nuova soluzione completa che include nuovi concetti di strutture galleggianti adatte a diverse posizioni, modelli numerici avanzati applicati allo studio delle prestazioni idrodinamiche di strutture complesse e cavi ombelicali dinamici. Dovrà anche essere verificata la possibilità di applicare nuovi sistemi di trasmissione elettrica in corrente continua e alternata.

17.6.8 Prospettive a medio termine

Ci sono alcuni primi segnali che siamo sulla strada giusta. Il costo di investimento per MW per Hywind Tampen è del 40% inferiore a Hywind Scotland installato nel 2017. Il governo francese ha fissato il prezzo obiettivo per il prossimo giro di parchi eolici galleggianti nel sud della Bretagna e

Mediterraneo a 120 EUR/MWh e 110 EUR/MWh, rispettivamente. Questa è la metà della tariffa di 240 EUR/MWh quali sono i primi quattro parchi eolici pilota da 24-30 MW.

Ci sono, tuttavia, alcune potenziali sfide che possono influire sulla riduzione dei costi. Mentre è incoraggiante il numero di tanti nuovi progetti in fase di test, il rischio è che l'ampia gamma di concetti progettuali possa anche essere una barriera per la necessaria riduzione dei costi nell'industria. Il numero di diversi approcci e forme rende difficile la fornitura industrializzata per fornire strutture di fabbricazione efficienti e per turbina produce per fare una turbina ottimale. Standardizzazione di concetti o elementi di concetti potrebbe contribuire a uno sviluppo più rapido. La mancanza di cooperazione industriale, maggiori requisiti di contenuto locale e le normative specifiche del paese rappresentano altre potenziali sfide per l'industria che potrebbero ostacolare la globalizzazione. Il successo comune del settore è dipendente dalla condivisione di dati operativi e di quanto appreso, sviluppando e concordando regole internazionali e standard e impegnarsi in progetti industriali congiunti per risolvere le sfide tecniche.

17.6.9 Prospettive per il porto di Civitavecchia

Il Comune di Civitavecchia, nel giugno 2021 ha richiesto al Ministero della Mobilità Sostenibile disponibilità a valutare con il Comune e le autorità competenti la pianificazione dello spazio marittimo antistante Civitavecchia. Lo scopo è la costruzione di un futuro parco eolico offshore a venti miglia dalla costa con una potenza di circa 500 MW, capace di generare annualmente circa 1.700 GWh. Tale impianto apporterebbe al porto di Civitavecchia notevoli vantaggi.

17.6.9.1 Logistica necessaria alla installazione dell'impianto

La costruzione di un impianto da 500 MW presuppone la prefabbricazione di decine di piattaforme flottanti (per ospitare le turbine e le cabine di trasmissione), che richiedono ampi spazi (come si vede dalla foto del porto di Esbjerg, in Danimarca)



Tali piattaforme galleggianti vanno assemblate (se non realizzate) in prossimità del sito di ancoraggio, e pertanto il porto di Civitavecchia ha un ruolo strategico e fondamentale per la realizzazione dell'iniziativa: ampi spazi del sedime portuale dovranno essere destinati alla realizzazione di tale impianto, e probabilmente ciò comporterà la realizzazione di parte della DMN, in quanto una volta che l'impianto sarà realizzato esso andrà quotidianamente manutenzione e pertanto il gestore di detta infrastruttura energetica necessiterà di un accosto dedicato di ampie dimensioni, considerate quelle tipiche dell'impianto flottante.

17.6.9.2 Energia prima per decarbonizzare il sistema portuale

La produzione annua dell'impianto eolico è prevista essere di circa 1.700 GWh, ed una parte potrebbe essere utilizzata come fonte primaria per decarbonizzare, attraverso l'elettrificazione delle utenze, i traffici marittimi e portuali di Civitavecchia.

Infatti, il fabbisogno annuo del porto è stimato variare da 170 GWh (totale connessione alla R.E.N.) a circa 390 GWh (disconnessione totale dalla R.E.N. e massiccio utilizzo di idrogeno verde), e potrebbe essere soddisfatto con una parte dell'energia prodotta dall'impianto eolico flottante. Tale enorme impianto di produzione primaria potrebbe alimentare gli elettrolizzatori necessari a stabilizzare il sistema attraverso l'utilizzo di idrogeno verde.

Considerando un coefficiente di conversione anemometrico medio per il sito individuato al largo di Civitavecchia pari a circa 3,463 GWh/MW, si ha che la potenza eolica necessari a soddisfare il fabbisogno energetico portuale varia tra 46MW e 95MW, vale a dire da 5 a 10 aerogeneratori da 10MW.

17.7 Batterie LFP

Al fine di consentire la manutenzione ordinaria della sezione idrogeno, nonché per supplire ad eventuali disservizi del sistema più in generale dovuti a guasti si è previsto di realizzare un comparto a batterie della capacità annuale di 35.207 MWh (in ingresso).

17.7.1 Tipologia batterie

Si è deciso di utilizzare batterie al litio-ferro-fosfato (Li-FePO_4) (in breve chiamata anche "LFP") per i seguenti motivi:

- ÷ hanno una bassa corrente di auto-scarica;
- ÷ la vita media delle LFP, se usate al 90% della capacità nominale, supera abbondantemente i 5.000 cicli completi di vita utile;
- ÷ anche sottoposte a grossi carichi, danno una ottima stabilità in tensione;
- ÷ rispetto ad altre tecnologie al litio, le batterie LFP sono soggette ad un effetto di AGING relativamente basso anche se mantenute ad alte temperature.

17.7.2 Costo batterie

Il costo attuale delle batterie LFP è pari a circa 450,00 €/kWh, che moltiplicato per la capacità giornaliera da assicurare (96.457 kWh), porta a stimare il costo di acquisto delle batterie in circa €43.405.650,00.

A questo costo vanno aggiunti costi accessori che portano a stimare il costo di realizzazione del comparto in circa €. 50.000.000,00.

17.8 Elettrolizzatori

L'elettrolisi dell'acqua per ottenere idrogeno verde necessita di complesse e costose apparecchiature: l'elettrolisi dell'acqua è un processo elettrolitico nel quale il passaggio di corrente elettrica causa la scomposizione dell'acqua in ossigeno e idrogeno gassoso.

La corrente esce dall'alimentatore e riesce a fluire nei due cilindri grazie al liquido presente nel voltmetro di Hoffman (soluzione elettrolitica). Come conseguenza del passaggio di corrente, si

nota un fenomeno di effervescenza, cioè il formarsi di bolle di gas alla base dei due cilindri, in corrispondenza degli elettrodi: l'acqua si scinde nei due gas costituenti, idrogeno ed ossigeno.

L'idrogeno appare al catodo (l'elettrodo caricato negativamente da cui gli elettroni vengono immessi nell'acqua), mentre all'anodo (l'elettrodo caricato positivamente, in cui vengono assorbiti gli elettroni provenienti dall'acqua) si sviluppa ossigeno. Essendo leggeri, i gas si accumulano nella parte superiore dei rispettivi cilindri, all'aumentare dell'energia potenziale (agendo sulla manopola dell'alimentatore) si nota un corrispondente aumento della quantità di gas sviluppati.

In condizioni ideali, si può notare che la quantità di idrogeno è approssimativamente doppia di quella dell'ossigeno, poiché il livello del liquido nei cilindri si abbassa a causa della pressione del gas contenuto nella parte superiore. Per verificare che il gas sviluppatosi al catodo sia proprio l'idrogeno (estremamente infiammabile), bisogna avvicinare un fiammifero acceso al rubinetto aperto del cilindro catodico e si osserva effettivamente una fiamma.

17.8.1 Tipi di elettrolizzatori

Esistono diversi processi di elettrolisi basati su impianti a:

- ÷ membrana polimerica elettrolita (Polymer Electrolyte Membrane, PEM);
- ÷ ad ossidi solidi (Solid Oxide Electrolyser Cell, SOEC);
- ÷ alcalini (Alkaline Electrolyzer, AE).

In funzione della esatta determinazione delle modalità di gestione del sistema energetico è stata determinata la tipologia di elettrolizzatori più idonea a soddisfare le esigenze portuali (PEM).

Gli elettrolizzatori attualmente in commercio, in funzione delle loro caratteristiche hanno costi diversi, in gran parte determinati dalla ridotta potenzialità degli stessi:

- ÷ membrana polimerica elettrolita (Polymer Electrolyte Membrane, PEM), 2.068,00 €/kW;
- ÷ ad ossidi solidi (Solid Oxide Electrolyser Cell, SOEC), 2.285,00 €/kW;
- ÷ alcalini (Alkaline Electrolyzer, AE), 1.268,00 €/kW.

17.8.2 Potenza elettrolizzatori

L'idrogeno necessario è stato calcolato in base al fabbisogno medio giornaliero stimato essere pari a circa 901.8 MWh/giorno (329.158 MWh /365).

La potenza dell'elettrolizzatore necessario a produrre idrogeno in grado di erogare giornalmente l'energia prima indicata (901.8 MWh) deriva dalle ore di funzionamento giornaliere dell'impianto di elettrolisi, stimato essere pari a 5 ore. Pertanto, la potenza dell'impianto di elettrolisi è stimata essere pari a 180,4 MW (901.8 MWh/5hr).

La produzione attesa di idrogeno è pari a circa 3.280 kgH₂/hr ((180,4 MW x 60%)/33 kgH₂/MWh).

17.8.3 Costo elettrolizzatori

Dagli studi preliminari condotti, la tecnologia che meglio si presta a soddisfare le esigenze portuali corrente consiste nell'elettrolizzatore PEM, attualmente il più versatile per la connessione diretta con impianti fotovoltaici.

Il costo attuale per impianti di grandissima taglia è pari a 400.000,00 €/MW, che porta a stimare il costo degli elettrolizzatori in €.72.144.000,00 (180,4 x 400.000,00).

Tale costo va maggiorato per tenere conto di altre utenze ed impianti accessori, che porta a stimare il costo in circa €90.000.000,00.

17.9 Stoccaggio idrogeno

Gli elettrolizzatori necessitano di circa 33 kWh per produrre kg.1 di H₂, ed hanno una efficienza media di circa il 60%. Questa efficienza tiene conto anche dell'energia necessaria a comprimere l'idrogeno da stoccare come segue.

17.9.1 Quantità di idrogeno da stoccare

La produzione annua di idrogeno è stimata essere pari a circa kg. 5.984.691: $(329.158 \text{ MWh} \times 60\%) / 33 \text{ kWh/kgH}_2 = 5.984.691 \text{ kgH}_2$

La produzione giornaliera è quindi stimata in 16.396 kgH₂ ($5.984.691 \text{ kgH}_2 / 365$).

Al fine di supplire ad eventuali necessità dal sistema portuale si prevede di stoccare il doppio della produzione giornaliera, vale a dire 32.792 kgH₂.

17.9.2 Modalità di stoccaggio (compressione a 500bar)

A temperatura e pressione ambientale, l'idrogeno puro ha le caratteristiche di un gas. Pertanto, ha una densità scarsissima: in condizioni standard (0° C e 1013mbar di pressione), mentre la benzina ha una densità superiore ai 710 kg/m³, l'idrogeno ottiene un magro 0,09 kg/m³.

Al momento, la tecnologia più affidabile per incrementare la densità del combustibile da stoccare si riferisce alla compressione del gas prodotto fino alla pressione di 500bar (in luogo della sua liquefazione alla temperatura di -253°C) all'interno di bombole metalliche.

17.9.3 Dimensioni dello stoccaggio

In commercio sono disponibili cilindri metallici in grado di contenere 47 kgH₂, alla pressione di 500bar. Pertanto, il numero di bombole (aventi le caratteristiche prima indicate) necessario a contenere la produzione di 2 giorni di H₂ verde è pari a 698 bombole: $(43.900 \text{ kgH}_2 / 47 \text{ kg kgH}_2)$.

17.9.4 Costo dello stoccaggio

Il costo unitario delle bombole destinate a stoccare H₂ è pari a €21.400,00. Pertanto, il costo di acquisto delle bombole è pari a €14.937.200,00 ($€21.400,00 \times 698$).

A questo costo va aggiunto quello dell'assemblaggio delle bombole secondo la vigente normativa, stimato essere pari ad oltre 5 milioni di euro.

Pertanto, il costo dello stoccaggio dell'idrogeno è stimato in circa € 20.000.000,00.

17.9.5 Utilizzo dell'idrogeno prodotto

L'idrogeno prodotto andrà ad essere indirizzato a due diverse utenze:

- ÷ le celle a combustibile destinate a produrre energia elettrica per il sistema elettrico portuale;
- ÷ gli erogatori portuali provvisti di celle a combustibile autonomi.

17.10 Celle a combustibile

Una cella a combustibile (in inglese Fuel Cell) è un dispositivo elettrochimico che permette di ottenere energia elettrica direttamente da certe sostanze, tipicamente da idrogeno e ossigeno, senza

che avvenga alcun processo di combustione termica. L'efficienza delle celle a combustibile commerciali (non da laboratorio) alimentate con idrogeno è pari a circa il 50%.

17.10.1 Tipi di celle a combustibile

Esistono diversi tipi di celle a combustibile basati su materiali diversi. Quelle attualmente disponibili sono:

- ÷ Fuel Cell a scambio protonico, o "PEM": in esse, l'idrogeno si separa in protoni ed elettroni sull'anodo; i protoni possono passare attraverso la membrana per raggiungere il catodo, dove reagiscono con l'ossigeno dell'aria, mentre gli elettroni sono costretti a passare attraverso un circuito esterno per raggiungere il catodo e ricombinarsi, fornendo potenza elettrica. Il catalizzatore presente sugli elettrodi è quasi sempre il platino, in una forma o in un'altra:
- ÷ Fuel Celle a ossido solido (SOFC): lavorano ad altissime temperature (da 800 a 1.000 °C) e sono costituite da materiali ceramici, la cui fragilità di solito ne sconsiglia l'uso in applicazioni mobili; inoltre, il loro avvio è molto lento, e necessita di circa 8 ore. Sono quindi pensate soprattutto per la generazione stazionaria di elettricità. In esse, l'ossigeno passa attraverso un materiale ceramico (zirconia drogata con ossido d'ittrio) per raggiungere il combustibile.

Esistono altre tipologie di Fuel Cell in corso di sviluppo.

17.10.2 Flussi di idrogeno verde

Il sistema energetico prevede di utilizzare l'idrogeno verde quale vettore energetico. Esso viene prodotto in elettrolizzatori e da qui (di norma) utilizzato in Fuel Cell tipo PEM, graficamente si riportano i flussi di massa di idrogeno verde.

Elettrolizzatori (in funzione 5 ore/giorno)	
Produzione annua H ₂ kg. 5.984.691	Flusso orario H ₂ 3.279 kg/hr

17.10.3 Potenza celle a combustibile

Le celle a combustibile saranno mediamente in esercizio per 15 ore al giorno, al fine di garantire il fabbisogno energetico non assicurato dall'impiego diretto del PV e dalle batterie (98.747 MWh/anno).

Considerata l'efficienza media delle Fuel Cell (50%), si ha che il fabbisogno energetico annuale delle FC è il doppio di quello da fornire alla rete elettrica portuale 197.494 MWh (98.747 MWh / 50%).

Pertanto, l'energia giornaliera in ingresso alla FC è mediamente pari a 541.079 kWh di idrogeno verde, dalla cui conversione si produce 270.538 kWh/giorno di energia elettrica per il sistema portuale.

Considerato il periodo di funzionamento (15 ore), si ha che la potenza della FC è pari a 36.072 kW (541.079 kWh/15).

17.10.4 Costo celle a combustibile

La tipologia di FC che meglio soddisfa la conformazione impiantistica prevista è quella PEM. Il costo per taglie superiori al MW di questa tipologia di FC è pari a circa 1 milione di euro, cosa che porta a stimare il costo delle sole FC in circa €.36.000.000,00.

Tale costo va maggiorato di altri costi necessari a rendere operativo il sistema, e pertanto il costo di questa sezione dell'impianto è previsto in circa €.50.000.000,00.

17.11 Flussi energetici

Il sistema è struttura al fine di ottimizzare i flussi energetici necessari a soddisfare le esigenze portuali, tenendo conto della possibilità di veicolare energia elettrica o idrogeno verde. Infatti, il sistema è ibrido, cioè in grado di erogare esclusivamente energia elettrica o idrogeno gassoso.

Inoltre, modificando il tipo di Fuel Cell è possibile fornire anche calore alle utenze che ne avessero necessità, incrementando l'efficienza del sistema.

17.11.1 Full electric

Nel caso la richiesta dell'utenza portuale fosse integralmente elettrica (159.270 MWh), i flussi energetici saranno quelli prima indicati, ed appresso riassunti in forma grafica.

Produzione primaria da PV 391.441 MWhe		
Utilizzo PV diretto – IN 27.076 MWhe	Accumulo LPF – IN 35.207 MWhe	Elettrolizzatori – IN 329.158 MWhe
Utilizzo PV diretto – OUT 27.076 MWhe	Accumulo LPF – OUT 33.447 MWhe	Elettrolizzatori – OUT =
		Fuel Cell – IN 197.494 MWhe
		Fuel Cell – OUT 98.747 MWhe
Rete Elettrica Portuale 27.076 MWhe	Rete Elettrica Portuale 33.447 MWhe	Rete Elettrica Portuale 98.747 MWhe
Efficienza PV 100,0%	Efficienza LPF 95,0%	Efficienza Fuel Cell 30,0%
Sistema Energetico Portuale 159.270 MWhe		
Efficienza Sistema Energetico Portuale 40,6%		

17.11.2 Con carico termico

Nel caso la richiesta dell'utenza portuale fosse anche di tipo termico, oltre alla fornitura di energia elettrica (159.270 MWh), utilizzando Fuel Cell tipo SOFC sarebbe possibile erogare fino a 69.123 MWh, i flussi energetici sono appresso riassunti in forma grafica.

Produzione primaria da PV 391.441 MWh		
Utilizzo PV diretto – IN 27.076 MWhe	Accumulo LPF – IN 35.207 MWhe	Elettrolizzatori – IN 329.158 MWh
Utilizzo PV diretto – OUT 27.076 MWhe	Accumulo LPF – OUT 33.447 MWhe	Elettrolizzatori – OUT =
		Fuel Cell – IN 197.494 MWhe

		Fuel Cell – OUT 98.747 MWhe 69.123 MWt
Rete Elettrica Portuale 27.076 MWhe	Rete Elettrica Portuale 33.447 MWhe	Sistema Energetico Portuale 98.747 MWhe 69.123 MWt
Efficienza PV 100,0%	Efficienza LPF 95,0%	Efficienza Fuel Cell 51,0%
Sistema Energetico Portuale 159.270 MWhe + 69.123 MWt		
Efficienza Sistema Energetico Portuale 58,3%		

17.11.3 Con solo idrogeno gassoso

Nel caso la richiesta tutto l'idrogeno fosse utilizzato in forma gassosa (197.494 MWh), i flussi energetici saranno quelli prima indicati, ed appresso riassunti in forma grafica.

Produzione primaria da PV 391.441 MWh		
Utilizzo PV diretto – IN 27.076 MWhe	Accumulo LPF – IN 35.207 MWhe	Elettrolizzatori – IN 329.158 MWhe
Utilizzo PV diretto – OUT 27.076 MWhe	Accumulo LPF – OUT 33.447 MWhe	Elettrolizzatori – OUT 197.494 MWhe
Rete Elettrica Portuale 27.076 MWhe	Rete Elettrica Portuale 33.447 MWhe	Sistema Energetico Portuale 197.494 MWhH₂
Efficienza PV 100,0%	Efficienza LPF 95,0%	Efficienza Fuel Cell 60,0%
Sistema Energetico Portuale 60.523 MWhe + 197.494 MWhH₂		
Efficienza Sistema Energetico Portuale 65,9%		

17.12 Potenza elettrica disponibile

Particolarmente importante per il sistema elettrico portuale è la potenza disponibile dal sistema energetico descritto, che risulta incrementata mediamente di oltre 18 MW, con possibilità di avere potenze triple per un periodo di circa 4 ore al giorno (54-56 MWe), ed ancora maggiori in funzione del settaggio del parco batterie (ma per un periodo minore a parità di condizioni).

17.12.1 Potenza da impianto PV

Il parco PV immette annualmente nella rete elettrica portuale fino a 27.076 MWhe, in maniera continuativa per circa 4 ore al giorno, corrispondenti ad una potenza istantanea di circa 18.545 kWe.

17.12.2 Sistema di accumulo LPF

Il parco batterie LPF immette annualmente nella rete elettrica portuale fino a 33.447 MWhe, in maniera continuativa per circa 5 ore al giorno, corrispondenti ad una potenza istantanea di circa 18.327 kWe. Naturalmente il sistema LPF (come tutte le batterie) può essere progettato per erogare la quantità immagazzinata in un tempo minore (aumentando in maniera proporzionale la potenza resa disponibile al sistema elettrico portuale).

17.12.3 Utilizzo dell'idrogeno

L'impianto a Fuel Cell alimentato con idrogeno verde immette annualmente nella rete elettrica portuale fino a 98.747 MWhe, in maniera continuativa per circa 15 ore al giorno, corrispondenti ad una potenza istantanea di circa 18.035 kWe.

17.12.4 Potenza disponibile per il sistema elettrico portuale

La rete elettrica portuale ha, al momento, delle connessioni con la R.E.N. che assicurano una potenza in MT (20kV) pari a 9.300 kWe.

I sistemi di produzione energetica possono erogare l'energia richiesta dagli utenti portuali contemporaneamente, cosa che renderebbe disponibile (per un periodo di circa 4 ore) fino a 56 MWe, che sommati alla potenza resa disponibile dalla R.E.N. porta il sistema portuale ad avere a disposizione (per 4 ore) circa 65 MWe, congrui con i fabbisogni energetici delle navi in banchina (secondo i monitoraggi energetici introdotti dall'AdSP) e considerati i relativi fattori di contemporaneità.

17.13 Utilizzo di idrogeno prodotto all'esterno (idrogeno-dotti)

Sebbene si stiano facendo grandi passi avanti nella decarbonizzazione dell'energia elettrica e i sistemi di trasporto attraverso le rinnovabili energia e veicoli elettrici, il settore energetico fa ancora molto affidamento energia molecolare. Gli analisti prevedono che i gasdotti rimarranno di fondamentale importanza per il trasporto di energia molecolare dal punto di produzione o stoccaggio fino al punto di consumo. Inoltre, i gasdotti vengono utilizzate anche in nuove applicazioni come il trasporto di materiali a basso tenore di carbonio come l'idrogeno.

Pertanto, l'AdSP valuta la possibilità di collegare gli ambiti portuali alle nuove reti di distribuzione di idrogeno verde, come quella ipotizzata da Snam che prevede di produrre enormi quantità di idrogeno nel continente africano e quindi trasferirlo ad utenze europee attraverso idrogeno-dotti dedicati.

Molte considerazioni progettuali, costruttive e operative dedicarsi allo sviluppo di futuri gasdotti a basse emissioni di carbonio. Sono in corso ricerche per determinare come i materiali delle tubazioni esistenti reagiranno a nuovi gas aventi rispetto a quelle di progetto diversa composizione, pressione e temperatura.

Appresso si riportano i fattori critici per la riconversione di esistenti metanodotti o per la costruzione di nuovi idrogeno-dotti:

Riconversione metano-dotti	Costruzione idrogeno-dotti
Velocità delle tubazioni	Selezione del materiale della conduttura, acciai, plastica, compositi Composizione Gas/Syngas
Pulizia delle tubazioni/purezza dell'idrogeno	
Misurazione	

Progettazione del sistema di riparazione	Instradamento e autorizzazione della pipeline
Meccanismi di frattura fragile linee d'acciaio	Consultazione pubblica
Parametri di tenacità e resistenza alla trazione	Misurazione
Pulizia/spurgo delle linee esistenti	Sezionamento della condotta
Classificazione di zona degli impianti elettrici	Rischio autoaccensione per depressurizzazione
Aggiorna i piani di risposta alle emergenze	Problemi di saldatura/giunzione
Impatto sui compressori	Progettazione e selezione della valvola
	Progettazione e selezione del compressore

I requisiti di purezza dell'idrogeno trasportato hanno un impatto significativo sui parametri di progettazione della condotta.

Mentre la maggior parte delle applicazioni industriali e domestiche possono accettare un livello di purezza del 98%⁵, per l'utilizzo in celle a combustibile è richiesto un grado di purezza del 99,9999%. I requisiti di progettazione della pipeline, quindi, necessitano di una struttura in acciaio inossidabile, rivestimenti interni, protezione dalla corrosione e filtri in linea. Se i record della pipeline riproposti non fossero disponibili, potrebbero essere necessarie ulteriori ispezioni.

L'atomo di idrogeno è piccolo e più soggetto a perdite rispetto ad altri idrocarburi. Pertanto, i giunti flangiati non devono essere utilizzati in nuove tubazioni e qualsiasi giunto flangiato nelle tubazioni esistenti dovrebbero essere sostituiti da giunti saldati. L'idrogeno è anche particolarmente incline a autoaccensione in caso di perdite e sfiati atmosferici. Questo è dovuto alla bassa energia di accensione dell'idrogeno e al fatto che, a differenza della maggior parte dei gas, l'idrogeno aumenta di temperatura quando si espande. Questa tendenza all'autoaccensione, combinata con una fiamma difficile da vedere, anche da piccole perdite di idrogeno derivano gravi rischi potenziali che richiedono un'attenta gestione.

Allo stato puro, l'idrogeno ha proprietà di corrosione uniche. In combinazione con livelli di impurità anche piccole (ppm), questi problemi di corrosione possono aumentare notevolmente. Molti materiali metallici — compresi gli acciai (particolarmente per acciai ad alta resistenza), acciaio inossidabile e leghe di nichel — soffrono di infragilimento in ambienti con gas idrogeno. Purezza, la temperatura e la pressione possono influenzare la gravità del infragilimento. L'infragilimento può essere evitato nella maggior parte dei casi gasdotti di trasmissione dell'idrogeno operando a pressioni inferiori a 85 bar e utilizzando acciai a bassa resistenza.

17.13.1 Erogazione idrogeno gassoso ad utenze dotate di FC

L'idrogeno derivante dalla rete Snam potrebbe essere impiegato per rifornire i serbatoi di veicoli, navi ed altri dispositivi dotate di FC per supplire ai propri fabbisogni (qualora all'interno degli ambiti portuali non fosse possibile produrre idrogeno per tali fini).

Nel caso l'impianto di elettrolisi avente caratteristiche tali da soddisfare anche le citate utenze (oltre che per stabilizzare il sistema elettrico), si prevede di realizzare una connessione di collegamento dal deposito di CH₂ ad un centro di distribuzione situato all'interno del porto. Presso tale stazione di rifornimento saranno previste due diverse tipologie di consegna:

- ÷ diretta, ai veicoli terrestri dotati di FC;
- ÷ indiretta, attraverso autocisterna, agli impianti fissi ed alle navi dotate di FC.

Il costo di questa sezione dell'impianto è previsto essere pari a circa €25.000.000,00.

Al fine di verificare l'utilizzo dell'idrogeno quale combustibile per autotrazione, l'AdSP ha sottoposto alla Commissione Europea un progetto pilota inerente all'utilizzo in ambito portuale di shuttle bus alimentati con idrogeno verde (Hydrogen demonstration in city, port and mountain area to develop integrated hydrogen valleys - LIFE20 ENV/IT/000575) appresso illustrato.

17.13.2 Erogazione idrogeno gassoso ad utenze con motori ad ammoniac

L'idrogeno prodotto potrebbe essere fornito ad utenze dotate di motori ad ammoniac che ne necessitano in limitate quantità (circa 8% in volume) per ottimizzare il processo di ossidazione connesso.

17.14 Implementazione rete elettrica portuale (smart energy grid)

L'energia elettrica in uscita dagli impianti PV e dalle FC prima indicati è continua: il suo utilizzo necessita della conversione in energia elettrica a corrente alternata alla tensione e frequenza necessaria agli utilizzatori attraverso idonei dispositivi (inverter). La tipologia del sistema energetico prevede una integrazione delle fonti di produzione (PV e FC) con l'esistente rete elettrica portuale, per ottimizzare i flussi energetici portuali. Inoltre, il sistema digitale dovrà gestire i flussi di idrogeno gassoso alle varie utenze.

Il flusso energetico annuale in uscita dagli impianti di produzione di e.e. risulta essere la seguente:

- ÷ impiego diretto produzione PV, circa 4 ore/giorno (27.076 MWh/anno);
- ÷ utilizzo di batterie Li/FePO₄, circa 5 ore giorno (33.447 MWh/anno);
- ÷ Fuel Cell alimentate ad H₂, circa 15 ore giorno, (98.747 MWh/anno).

In funzione della frequenza sono previsti due diversi tipologie di utenze:

- ÷ utenze europee (50Hz), costituite da tutte le utenze basate a terra e di alcune navi;
- ÷ utenze diverse (60Hz), costituite dalla quasi totalità delle navi scalanti il porto di Civitavecchia.

Inoltre, l'idrogeno prodotto dagli elettrolizzatori può essere indirizzato a due diversi utilizzatori:

- ÷ agli utenti portuali provvisti di Fuel Cell in forma gassosa;
- ÷ all'impianto di generazione centralizzato che immette l'energia prodotta nella rete elettrica portuale.

Inoltre, è necessario ottimizzare l'utilizzo contemporaneo dei diversi sistemi di approvvigionamento elettrico (R.E.N., PV diretto, LPF e Fuel Cell) in funzione dei carichi portuali. Infine, è necessario tenere conto della disponibilità continua e certa della potenza attinta dalla R.E.N. che potrà essere utilizzata con funzioni di back up del sistema elettrico portuale, nonché tenere conto della possibilità di immettere nella R.E.N. l'energia elettrica (da PV) che non risulta essere utilizzata dagli utenti portuali.

17.14.1 Utenze a 50Hz

Si prevede di connettere gli impianti di produzione con il punto di consegna in media tensione della R.E.N. ubicato presso il Varco Nord: la connessione degli impianti FER avverrà alla tensione di 20kV ed alla frequenza di 50Hz.

Infatti, nel prossimo futuro la maggior parte dei traffici portuali avrà come baricentro il Varco Nord portuale in conseguenza dell'attuazione del P.R.P. di Civitavecchia

17.14.2 Utenze a 60Hz

La maggior parte delle navi scalanti il porto di Civitavecchia hanno un sistema elettrico di bordo con corrente alternata a 60Hz, con quadri principali sia in bassa tensione (690V) che in media tensione (6.6/11.0kV).

Pertanto, l'energia elettrica da fornire alle navi in sosta presso le banchine portuali deve essere assicurata alla frequenza di 60Hz, cosa che richiede per gli impianti connessi alla R.E.N. di costosi e delicati impianti di conversione.

Si prevede di connettere tali utenze navali direttamente con gli impianti di produzione FER dove gli inverter portuali provvederanno ad erogare energia elettrica avente caratteristiche idonee ad essere utilizzate a bordo delle navi. Inoltre, in funzione di specifici accordi con gli armatori si potrebbe effettuare una connessione in corrente continua (che poi verrebbe trasformata a bordo della nave).

17.14.3 Utenze dotate di Fuel Cell

Alcuni utenti portuali saranno provvisti di Fuel Cell con cui alimentare sistemi energetici non connessi alla rete elettrica portuale (autoveicoli, mezzi d'opera, gruppi elettrogeni, ecc.), che saranno alimentati con l'idrogeno prodotto dagli elettrolizzatori portuali.

L'idrogeno stoccato, in funzione delle richieste energetiche, potrà essere indirizzato:

- ÷ agli utenti portuali provvisti di Fuel Cell in forma gassosa;
- ÷ all'impianto di generazione centralizzato che immette l'energia prodotta nella rete elettrica portuale.

17.14.4 Sovraproduzione da fonte primaria

Il parco eolico è in grado di soddisfare il massimo fabbisogno energetico che si stima potrebbe essere associato ai diversi utenti portuali.

Al fine di tenere conto dei diversi rendimenti associati a ciascuna delle tecnologie utilizzate per decarbonizzare il porto di Civitavecchia, la quantità di energia elettrica prodotta dagli impianti primari è notevolmente superiore a quella massima potenzialmente richiesta dagli utenti finali.

Pertanto, deve essere prevista la possibilità di immettere in rete la sovrapproduzione di energia elettrica prodotta in funzione della minore richiesta energetica da parte degli utenti finali, privilegiando l'utilizzo della tecnologia avente maggiore efficienza energetica.

17.14.5 Gestione flussi energetici (smart energy grid)

Tenuto conto di quanto prima indicato, si prevede la realizzazione di una *smart energy grid* che tenga conto dell'insieme di una rete di informazione e di una rete di distribuzione elettrica in modo tale da consentire di gestire la rete elettrica in maniera "intelligente" sotto vari aspetti o funzionalità ovvero in maniera efficiente per la distribuzione di energia elettrica e per un uso più razionale dell'energia minimizzando, al contempo, eventuali sovraccarichi e variazioni della tensione elettrica intorno al suo valore nominale.

Tutto ciò al fine di valorizzare il sistema di generazione rinnovabile portuale (basato su FER) che non preveda solo la presenza di generazione centralizzata connessa, come di consueto, alle grandi reti di trasmissione dell'energia, ma anche una forte presenza di generazione distribuita, e per

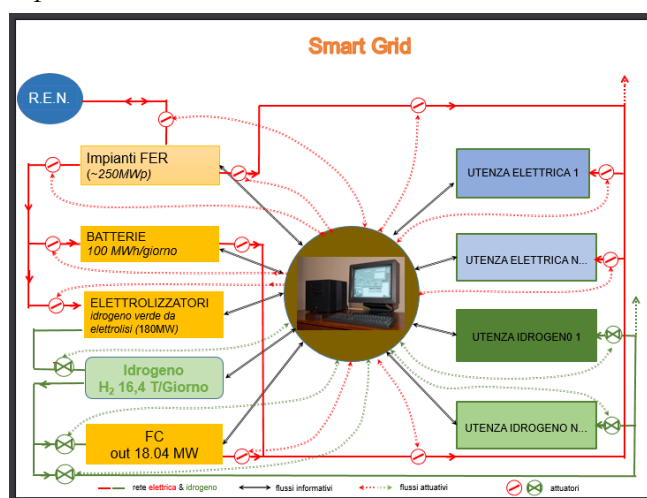
supplire alle carenze della rete di distribuzione di e-distribuzione tra l'altro progettata per flussi energetici unidirezionali (dal centro verso i nodi periferici).

La smart energy grid sarà dotata di un sistema di gestione e comunicazione intelligente in grado di poter gestire, in maniera ottimale e sicura, situazioni in cui le reti di distribuzione siano oggetto di inversione dei flussi di energia, dai nodi periferici distribuiti sul territorio (generazione distribuita) verso il centro del sistema. Inoltre, poiché le fonti rinnovabili non sono programmabili, la generazione distribuita richiede anche una maggiore intelligenza nella gestione ottimale del sistema elettrico complessivo in modo tale da consentirgli di gestire localmente eventuali surplus di energia redistribuendoli in aree contigue nelle quali si possono presentare dei deficit o gestendo opportuni sistemi di accumulo o i carichi stessi, in modo dinamico ed in tempo reale, regolando costantemente la generazione relativa alle centrali allacciate alle reti di trasmissione nazionale (produzione centralizzata).

17.14.6 Costo smart energy grid

L'attuazione della *smart energy grid* richiede notevoli investimenti sia per realizzare i nuovi sistemi gestionali, sia che per implementare l'efficienza della rete elettrica portuale.

Il costo è stimato essere pari a circa €.70.000.000,00.



17.15 Versatilità del sistema

Il sistema energetico ha una versatilità che lo rende completo rispetto alla decarbonizzazione dei traffici portuali attuata attraverso la connessione delle utenze portuali (connettibili) con la R.E.N. Infatti, il sistema oltre ad anticipare le scadenze fissate per la completa decarbonizzazione continentale, consente di:

- ÷ ridurre i costi gestionali, attraverso una ottimizzazione dell'utilizzo delle risorse energetiche disponibili;
- ÷ assicurare una stabilità del sistema maggiore a quello delle isole energetiche isolate;
- ÷ certificare la decarbonizzazione dei traffici in maniera chiara e puntuale grazie al monitoraggio dei flussi energetici.

17.15.1 Riduzione dei costi gestionali

La configurazione impiantistica richiede lo stanziamento di fondi il cui valore (circa mezzo miliardo di euro) è in gran parte associato alla innovazione associata all'iniziativa: il sistema renderebbe Civitavecchia il primo porto al mondo completamente decarbonizzato.

Risulta comunque indubbio che i costi gestionali sarebbe ridotti rispetto alla elettrificazione finora proposta per ridurre le emissioni di GHG in ambito portuale e più congrui con il principio della corretta azione amministrativa.

Infatti, la connessione alla R.E.N. per circa 56 MW implica dei costi fissi gestionali pari ad almeno 1,7 milioni di euro annui relativi esclusivamente alla disponibilità della potenza che teoricamente dovrebbe essere richiesta dagli utenti portuali (essenzialmente le navi scalanti, ed in particolare quella da crociera), senza una garanzia (in assenza di un obbligo) che l'utenza utilizzi l'energia elettrica disponibile (cosa già avvenuta nel porto di Livorno).

Il sistema annulla questo rischio ed anzi dà la possibilità al sistema di immettere energia nella R.E.N. nella quantità massima di 391.441 MWh/anno, cui sono associati ricavi per quasi 20 milioni di euro all'anno.

Inoltre, la possibilità di connettere direttamente l'impianto di produzione con l'utenza portuale consente in ogni caso di azzerare alcuni dei costi relativi alla connessione alla R.E.N.

17.15.2 Stabilità del sistema

Il sistema energetico si propone di essere un'isola energetica, ma non ha i rischi connessi alle isole energetiche tradizionali in quanto mantiene la connessione alla R.E.N. con funzione di back up per le utenze che non possono soddisfare le proprie esigenze se non attraverso la connessione alla rete elettrica portuale.

17.15.3 Tracciabilità della fonte energetica

Il sistema energetico rende tracciabile la qualità del flusso energetico erogato che garantisce la certificazione ai fini dell'ETS del sistema elettrico portuale.

Inoltre, il prescritto monitoraggio energetico (ed ambientale) risulterebbe semplificato ed estremamente accurato, perseguendo le finalità che il legislatore ha voluto impartire con l'emanazione dell'art.4bis della L.84/1994.

17.16 Progetto pilota sistema energetico integrato (ZEPHyRo)

L'AdSP nell'estate del 2020, al fine di acquisire conoscenze e competenze necessarie a dare corso a quanto prima indicato, ha avviato una collaborazione con una serie di soggetti variamente interessati alla realizzazione della decarbonizzazione portuale attraverso la partecipazione al programma Horizon 2020:

- ÷ Enel Spa,
- ÷ Snam Spa,
- ÷ Wartsila Italia Spa,
- ÷ Fincantieri Sistemi Integrati Spa;
- ÷ Port Utilities Spa,
- ÷ Rimorchiatori Laziali Spa,
- ÷ Grimaldi Group Spa.

La collaborazione è tesa a realizzare un progetto pilota sulla scorta del quale mettere in campo le iniziative prima indicate, e tiene conto della “Strategia Italiana Ricerca Idrogeno” (SIRI) e delle indicazioni contenute nel Green Deal europeo e delle sovvenzioni legate al Recovery Fund, e prevede il coinvolgimento del mondo della ricerca e di altri porti europei.

17.16.1 Quantità di idrogeno verde

L'idrogeno necessario in questa prima fase è stato stimato in base ad alcune utenze individuate come significative al fine di dimostrare l'applicabilità delle tecnologie dell'idrogeno nei vari ambiti di interesse del porto per mettere in atto azioni concrete e reali per diminuire le emissioni di CO₂ e di inquinanti atmosferici nei vari settori. Sono stati pertanto previsti interventi nei seguenti settori:

- ÷ generazione stazionaria (sede AdSP);
- ÷ navi scalanti (traghetti linea Civitavecchia - Barcellona);
- ÷ mezzi mobili e navi residenti (solo studio).

17.16.1.1 Generazione stazionaria

Si intende rendere l'edificio dell'AdSP completamente indipendente dalla rete coprendo totalmente il suo fabbisogno energetico (elettricità e calore):

- ÷ con elettricità diretta da RES, quando questa è disponibile,
- ÷ con batterie tampone (accumuli elettrici);
- ÷ con elettricità prodotta da celle a combustibile ad idrogeno come complemento alle batterie tampone per rendere più sicure e flessibile la copertura del fabbisogno energetico h24, 365 giorni all'anno.

Per il calcolo del fabbisogno di idrogeno si è fatta l'ipotesi che almeno il 50% del fabbisogno energetico dell'edificio pari a circa 600 MWh/anno, sia coperto dall'idrogeno. Con queste ipotesi servono 50kg di idrogeno al giorno.

anno	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	Set	ott	nov	dic
2015	44.600	42.179	42.937	35.014	47.695	56.554	74.364	64.756	57.118	44.111	42.690	46.954
2016	46.024	44.051	46.344	37.641	41.471	54.091	66.376	62.677	54.613	43.262	40.297	42.755
2017	49.281	40.489	42.931	37.550	45.877	61.566	66.763	67.861	51.422	46.280	42.188	47.346
2018	43.572	42.444	44.106	36.118	43.081	50.705	60.305	59.972	51.673	49.175	41.353	45.117
2019	50.778	40.454	42.475	38.335	38.708	57.225	71.591	68.231	57.606	45.481	37.898	42.810
2020	46.495	40.332	38.112	32.849	32.905	39.062	64.898					

17.16.1.2 Fornitura di elettricità ai traghetti

Quotidianamente alcuni traghetti connettono Civitavecchia a Barcellona (Cruise Roma e Cruise Barcelona) dotati di batterie a bordo che hanno la necessità di essere caricate durante il loro stazionamento in porto. Si è ipotizzato, per ciascuna nave (non saranno mai presenti contemporaneamente in porto) un fabbisogno di 8.000 kWh (800 kWh per 10 ore), anche in questo caso tale energia verrà fornita in maniera diretta da RES, se disponibile, da batterie tampone e da idrogeno per le stesse motivazioni di cui sopra. In questo caso per fornire il 50 % dell'energia necessaria sotto forma di idrogeno occorreranno 242 kg di idrogeno al giorno.

Le due navi Grimaldi hanno pacchi batterie aventi le seguenti caratteristiche:

- ÷ materiale, litio
- ÷ capacità, 5.000 kWh

- ÷ potenza di ricarica massima, 15.000 kW (3C);
- ÷ potenza di erogazione massima, 5.000 kW (1C);
- ÷ modalità di ricarica ordinaria, in navigazione da *shaft-generator* (300 kW).

17.16.1.3 Elettrificazione operazioni portuali

Il terzo ambito è quello della mobilità di terra e di mare. Grimaldi intende utilizzare quale buffer energetico per la decarbonizzazione dei traffici portuali “idrogeno verde”, vale a dire idrogeno prodotto interamente con energia primaria rinnovabile, si prevedono i seguenti interventi:

- ÷ sistemi RO-RO per scarico e carico, si intende produrre l'idrogeno necessario ad alimentare 6 trattrici RO-RO in grado di caricare e scarica una nave crociera nei tempi dovuti. Ogni trattrice avrà bisogno di 14 kg di idrogeno al giorno per un totale di 84 kg di idrogeno al giorno;
- ÷ muletti (Fork lift): almeno 10 muletti, già esistenti, verranno trasformati ad idrogeno. Per un turno di lavoro sarà necessario almeno 1kg di idrogeno al giorno per complessivi 10 kg/giorno;
- ÷ rimorchiatore completamente elettrico, in questo caso la domanda di idrogeno non è stata ancora quantificata perché dipenderà da alcune scelte relative alla dimensione in termini di kWh di batterie che sarà messa a bordo e se queste saranno sufficienti a garantire il funzionamento del mezzo per l'intera giornata lavorativa. In ogni caso, se necessario, possiamo stimare che fra i 30 e i 50 kg di idrogeno potrebbero essere sufficienti.

17.16.1.4 Fabbisogno di idrogeno

Quindi in totale la quantità giornaliera stimata di idrogeno è pari a circa 500 kg/giorno se si tiene conto che si potrebbero aggiungere altre utenze quali minibus ad idrogeno, altri muletti, eventualmente gru che oggi sono diesel ma potrebbero essere trasformati ad idrogeno.

17.16.2 Impianti fotovoltaici

Come detto tale idrogeno dovrà essere prodotto solo dalle FER (idrogeno verde) per tanto si farà ricorso alla sua produzione mediante l'elettrolisi, cioè la scissione dell'acqua in idrogeno e ossigeno mediante l'elettricità. Per produrre 500 kg al giorno di idrogeno si è stimata una taglia di 4 MW di elettrolizzatori alimentati dall'impianto dal solo impianto fotovoltaico da 15 MWp realizzato all'interno del porto sulle aree di sua pertinenza. L'analisi della produttività di tale impianto fotovoltaico lungo tutto l'anno ci conferma che sarà sempre garantita tale produzione giornaliera, salvo prevedere un adeguato accumulo locale di idrogeno per coprire i giorni di totale assenza di sole. In particolare, l'energia necessaria per produrre 500 kg/g di idrogeno, tenuto conto dell'efficienza dell'elettrolizzatore e dell'energia necessaria alla compressione, per uno stoccaggio a 200 bar, è pari a circa 27.000 kWh (l'efficienza dell'intero processo, produzione e compressione, è stata posta ad un valore conservativo del 60%).

Il bilancio energetico su base annuale è pari a:

Consumo annuale	10.038
produzione annuale	25.979
eccedenza	15.941

Ma è anche importante vedere se c'è congruenza fra il consumo giornaliero e la produzione giornaliera, nella seguente tabella viene riportato il bilancio fra l'energia prodotta giornalmente dall'impianto fotovoltaico da 15MWp, calcolata come la media mensile divisa per il numero di giorni del mese considerato, e l'energia assorbita dall'elettrolizzatore da 4 MW per produrre 500 kg

di H₂ al giorno. Dalla tabella si vede come c'è sempre un surplus di energia sufficiente per le altre utenze del porto.

Bilancio energetico = energia prodotta da PV meno quella consumata per produrre 500 kg di H ₂			
Mesi	MWh/g	consumo per H ₂	Eccedenza
Gennaio	35,10	27,5	7,60
Febbraio	55,50	27,5	28,00
Marzo	63,60	27,5	36,10
Aprile	81,00	27,5	53,50
Maggio	95,55	27,5	68,05
Giugno	93,90	27,5	66,40
Luglio	102,90	27,5	75,40
Agosto	99,90	27,5	72,40
Settembre	77,25	27,5	49,75
Ottobre	64,35	27,5	36,85
Novembre	42,30	27,5	14,80
Dicembre	41,55	27,5	14,05

17.16.3 Aree destinate alla produzione fotovoltaica

L'AdSP intende destinare alla produzione fotovoltaica necessaria al progetto pilota le seguenti aree:

- ÷ terreni denominati “Comparto 2”;
- ÷ coperture edifici portuali;
- ÷ terreni agricoli.

17.16.3.1 Comparto 2

L'area denominata “Comparto 2” situata fuori dal sedime portuale e precisamente nella zona industriale del Comune di Civitavecchia, è entrata nella disponibilità del patrimonio immobiliare di questa Amministrazione con atto di vendita rep.31592 del 21.02.2013 (Notaio Paolo Becchetti).

Il bene patrimoniale è ubicato lungo “Via Pierluigi Marchi”, e confina in parte con la c.d. “Area Zephro”, ed ha una superficie complessiva di mq. 101.383.

Foglio	Particella	Qualità/Classe	Superficie (mq.)
7	1082	Seminativo/3	5.805
	1083	Seminativo/3	9.596
	1085	Seminativo/3	1.517
	1086	Seminativo/3	628
	1087	Seminativo/3	152
	1165	Seminativo/3	11.642
	1266	Seminativo/3	2.513
	1373	Seminativo/3	12.124
	1374	Seminativo/3	17.036
	1375	Seminativo/3	11.447
	1376	Seminativo/3	10.543
	1377	Seminativo/3	12.543
	1378	Seminativo/3	5.837
totale			101.383

I terreni acquistati con atto di vendita rep.31592 del 21.02.2013 (Notaio Paolo Becchetti), hanno orografia collinare, con uno sviluppo plano-altimetrico irregolare. L'area è sprovvista di qualunque

tipologia di pavimentazione, non è urbanizzata, e risulta essere parzialmente recintata, e sono identificati come “Comparto 2”.

Alla data del contratto di compravendita, tali terreni avevano destinazione urbanistica industriale:

- ÷ mq. 65.269, rientravano all'interno del “Piano di Iniziativa Privata della zona 4.3p e 5.2p. – Insediamenti Produttivi di P.R.G. – Comparto 2”, loc. Monna Felicità, approvato con Delibera di Consiglio del Comune di Civitavecchia n.24 del 18.03.2003;
- ÷ mq. 36.114, rientravano all'interno della “Variante di Piano Regolatore Generale per insediamenti produttivi – Località Torre d'Orlando” adottata con Delibera di Consiglio del Comune di Civitavecchia n.77 del 22.12.2011.

Ipotizzando che per potere installare 1 MWp di impianti fotovoltaici siano necessari mq.10.000 di terreno, si ha che la potenza massima installabile su dette aree è pari a 10.139 kWp.

Pertanto, da tali aree si stima una produzione annua di energia elettrica pari a circa 15.817 MWh.

17.16.3.2 Aree portuali

Oltre all'area prima indicata, vi sono altre superfici soggette alle competenze dell'AdSP che possono essere utilizzate per installare impianti fotovoltaici connessi alla decarbonizzazione dei traffici portuali.

Alcune di tali aree sono costituite dalle coperture di edifici interni alla circoscrizione territoriale dell'AdSP, aventi una superficie complessiva di mq.10.000 disponibile per posizionare impianti fotovoltaici:

- ÷ terminal Autostrade del Mare, mq. 1.000
- ÷ centro polifunzionale “Il Saraceno”, mq. 4.000
- ÷ opificio “Grande Meccanica”, mq. 2.000
- ÷ magazzino ex Campostano, mq. 3.000

Date le caratteristiche delle superfici si stima che per potere installare 1 MWp di impianti fotovoltaici siano necessari mq.10.000 di coperture, vale a dire 1.000 kWp.

Pertanto, da tali aree si stima una produzione annua di energia elettrica pari a circa 1.560 MWh.

17.16.3.3 Aree residuali parcheggio “Zephiro”

Fanno parte del patrimonio immobiliare dell'AdSP dei terreni agricoli per una superficie complessiva di mq. 54.000 idonei ad installare impianti fotovoltaici:

- ÷ Area Zephiro, mq. 29.000
- ÷ Villa Romana, mq. 25.000.

Ipotizzando che per potere installare 1 MWp di impianti fotovoltaici siano necessari mq.10.000 di terreno, si ha che la potenza massima installabile su dette aree è pari a 4.500 kWp.

Considerato che tali aree sono pianeggianti, si stima una produzione annua di energia elettrica pari a 7.020 MWh/anno.

17.16.3.4 Produzione PV annua

Da quanto prima indicato, si ha che rientrano nella competenza dell'AdSP superfici in grado di ospitare impianti fotovoltaici necessari al progetto pilota, che producono annualmente circa 24.397 MWh:

- ÷ comparto 2, 15.817 MWh;

÷ coperture edifici portuali, 1.560 MWh;

÷ terreni agricoli, 7.020 MWh.

17.16.4 Batterie per stabilizzare produzione PV

Al fine di stabilizzare i flussi energetici si prevede di installare delle batterie tradizionali (al litio) destinate ad immagazzinare quota parte dell'energia prodotta dagli impianti PV.

17.16.5 Elettrolizzatori

Verranno testati due diversi tipi di elettrolizzatori:

÷ A membrana polimerica elettrolita (Polymer Electrolyte Membrane, PEM);

÷ ad ossidi solidi (Solid Oxide Electrolyser Cell, SOEC).

17.16.6 Stoccaggio

Verranno testati due diversi tipi di stoccaggi:

÷ con bombole (compressione a 500bar);

÷ in materiali solidi.

17.16.7 Celle a combustibile

Verranno testate due diverse tipologie di Fuel Cell:

÷ a scambio protonico, o "PEM";

÷ a ossido solido (SOFC).

17.16.8 Interconnessione celle a combustibile con rete elettrica portuale (smart grid)

Al fine di ottimizzare i flussi energetici verranno definiti dei modelli gestionali basati su software previsionali che si implementeranno in funzione delle diverse utenze ed impianti di produzione FER.

17.16.9 Erogazione idrogeno gassoso

Verranno individuate le configurazioni ottimali per erogare idrogeno gassoso:

÷ tubazioni di collegamento;

÷ impianti di erogazione;

÷ automezzi coinvolti;

÷ regime autorizzativo delle operazioni.

17.16.10 Valutazione del progetto da parte della Commissione Europea

Con nota del 03.05.2021, la Commissione Europea ha comunicato all'Ente che il progetto ZEPHyRo, nell'ambito del programma comunitario Horizon 2020, era stato valutato meritevole di finanziamento in quanto aveva ottenuto un punteggio (10,50) superiore a quanto previsto dal bando per accedere ai finanziamenti (10,00), anche se le ridotte disponibilità economiche comunitarie non hanno consentito di finanziare il progetto.

17.17 Progetto pilota shuttle bus portuali ad idrogeno (LIFE3H)

L'inquinamento atmosferico locale (particolato, contaminanti inorganici, organici (in particolare Composti Organici Volatili (COV), idrocarburi policiclici aromatici (IPA)) rimane il più grave problema in Europa, con un tasso di mortalità più di dieci volte superiore a quello degli incidenti stradali e un impatto significativo sugli ecosistemi (ad esempio il 70% dei siti Natura 2000 dell'UE

soffre di eutrofizzazione a causa dell'inquinamento atmosferico). La riduzione delle emissioni di inquinanti atmosferici collegati al trasporto su strada è essenziale per contribuire a soddisfare gli standard di qualità dell'aria seguendo la Direttiva sulle emissioni industriali (IED) e suoi predecessori come la Direttiva sulla prevenzione integrata dell'inquinamento e controllo IPPC. L'AdSP nell'estate del 2020, al fine di acquisire conoscenze e competenze necessarie a dare corso a quanto prima indicato, ha avviato una collaborazione con una serie di soggetti variamente interessati alla realizzazione della decarbonizzazione portuale attraverso la partecipazione al programma Life (Hydrogen demonstration in city, port and mountain area to develop integrated hydrogen valleys - LIFE20 ENV/IT/000575):

- ÷ Regione Abruzzo - Coordinatore
- ÷ Rampini – produttore di autobus ad idrogeno
- ÷ Linde Gas – produttore e distributore di idrogeno
- ÷ Regione Lazio/AdSP Mare Tirreno Centro Settentrionale
- ÷ Comune Terni – Pubblica amministrazione della H-City
- ÷ Università degli Studi di Perugia – Ente di ricerca nel settore idrogeno e celle a combustibile
- ÷ CITRAMS – centro interuniversitario nel settore dei trasporti
- ÷ Università Marconi - Ente di ricerca nel settore idrogeno e celle a combustibile
- ÷ TUA – TPL della H-Valley
- ÷ Port Mobility – TPL del H-Port
- ÷ Bus Italia – TPL del H-City
- ÷ UNeed.IT – Consulente gestione progetto
- ÷ Chimica Bussi – fornitore idrogeno

La Commissione Europea con nota del 02.11.2020 ha giudicato positivamente il progetto preliminare, ammettendolo alle successive fasi di valutazione.

17.17.1 Scopo del progetto pilota

Gli autobus sono i veicoli con maggiori emissioni di NOx in tutti i tipi di trasporto urbano. Nel 2040 la UE ha stanziato un piano di circa 30 miliardi di euro affinché le tecnologie dell'idrogeno e delle celle a combustibile forniscano il 25% del fabbisogno mondiale di energia. L'idrogeno è per gli autobus l'unica tecnologia che consente di mantenere le attuali autonomie e tempi di rifornimento e già più di 300 bus a idrogeno sono attivi in Europa.

Nelle città storiche e nelle aree turistiche / naturali, di cui l'Europa abbonda, gli autobus da 13-18 metri possono difficilmente operare a causa delle strade strette e dei percorsi tortuosi (binario dell'asse, interasse e raggio di sterzata sono circa 3, 5, 12 metri). Tranquillo, pulito e agile, questa dimensione del veicolo può fornire un valore aggiunto rivoluzionario all'esperienza e alla qualità di vivere, o di visitare, i luoghi più caratteristici dal punto di vista storico-architettonico e paesaggistico, senza rinunciare alla performance e facilità d'uso, ed apportando un contributo significativo alla riduzione dell'energia primaria e delle emissioni.

Il progetto costituirebbe il primo esperimento in assoluto di coniugazione di veicoli agili ad idrogeno in contesti eterogenei, sia per ambiente ed orografia e sia per tipologia di utenza: un'area

portuale (Civitavecchia), una urbana (Terni) e una montana (Campo Felice). Inoltre, in accordo con le istanze di sviluppo suggerite dall'Unione Europea, per alimentare i veicoli si sfrutterebbero le produzioni in eccesso di idrogeno delle acciaierie di Terni e degli impianti cloro-soda abruzzesi.

17.17.2 Il progetto dimostrativo

L'obiettivo del progetto 3H è quello di sostenere lo sviluppo di tre Hydrogen Valleys (HV) promuovendo il trasporto pubblico ad idrogeno e le relative stazioni di rifornimento.

Porti, città e valli sono esempi di contesti dove è possibile sviluppare un ecosistema energetico basato sull'idrogeno, in grado di rendere indipendente ed economicamente sostenibile una comunità, e tendente allo "zero impatto ambientale". Le Hydrogen Valleys sono sistemi chiusi dove l'energia è ottimizzata con l'uso dell'idrogeno come vettore, unendo settori tecnologici complementari quali i trasporti, le industrie e il residenziale.

Il progetto 3H mira a sostenere lo sviluppo di autobus ad idrogeno nelle tre HV. Il progetto vuole non solo dimostrare i vantaggi ambientali della nuova tecnologia ma creare le basi per la crescita successiva. Una crescita di tipo orizzontale (duplicazione del pilot in contesti analoghi) e di tipo verticale (implementare l'utilizzo dell'idrogeno in altri servizi oltre a quello della mobilità). Inoltre, 3H mira ad integrare le tre valli in uno sviluppo coordinato in grado di condividere sia le migliori pratiche che le infrastrutture. Lo sviluppo integrato delle tre Valley è in grado di creare un valore aggiunto per la crescita di questo modello per tre motivi:

- ÷ scambio di best practice: le nuove tecnologie richiedono l'implementazione di aspetti normativi, di nuove procedure e di soluzioni tecniche;
- ÷ interscambio di infrastrutture: durante e dopo il progetto sarà possibile promuovere anche lo scambio di mezzi ed infrastrutture, in modo da razionalizzarne l'uso e ridurre l'impatto economico ed ambientale;
- ÷ opportunità per le aziende coinvolte: di poter generare un valore aggiunto per tutte le realtà produttive che possono intervenire nella catena del valore. Per aumentare tale potenzialità è necessario attivare il maggior numero di mercati possibili.

Il fatto che le tre Valley abbiano caratteristiche diverse produce un ulteriore valore aggiunto in quanto il modello proposto può essere declinato in scenari diversi e essere validato in condizioni locali differenti.

Grazie a questi elementi sarà possibile non solo proporre un nuovo modello di mobilità urbana, ma lo sviluppo di un vero e proprio modello ambientale ed economico per la crescita sostenibile del territorio e della comunità.

L'ambizione di 3H è quella di sviluppare il primo progetto di mobilità a idrogeno nel centro Italia e la prima esperienza europea di collegamento reciproco tra le diverse HV.

Le tre HV sarebbe localizzate in Abruzzo, Umbria e Lazio e i mezzi sarebbero alimentati con idrogeno di risulta da altri processi industriali, inserendo così nella proposta elementi di economia circolare:

- ÷ la parte del progetto realizzata nel comune di Terni, H-city, permetterà l'implementazione del concetto di Valley in una realtà urbana. Il progetto partirà dall'infrastruttura esistente, derivata

da un residuo industriale, per sviluppare un sistema di trasporto pubblico e di produzione di idrogeno da fonti rinnovabili;

- ÷ il progetto in Abruzzo, H-Valley, è finalizzato alla realizzazione di un collegamento con l'Altopiano delle Rocche, collocato all'interno del Parco Velino Sirente, alle principali tratte di collegamento tra Tirreno e Adriatico, ossia le tratte ferroviarie e bus Roma-Pescara, attraverso il punto di snodo strategico di Avezzano;
- ÷ il progetto nel porto di Civitavecchia, H-Port, implementerà una linea di trasporto ad idrogeno per il collegamento interno al porto tra le varie aree di servizio, utilizzabile sia dai crocieristi e dai viaggiatori delle "Autostrade del Mare" e sia dagli operatori portuali.

17.17.3 Valutazione del progetto da parte della Commissione Europea

Con nota del 02.11.2020, la Commissione Europea ha comunicato all'Ente che il progetto LIFE3H, nell'ambito del programma comunitario Life 2020, era stato ritenuto idoneo a partecipare alla successiva fase di valutazione, in quanto coerente con l'iniziativa europea in materia.

17.18 Istruttorie avviate

L'AdSP ha già promosso presso alcune competenti istituzioni delle istruttorie correlate alla decarbonizzazione del sistema portuale attraverso il modello energetico prima illustrato.

17.18.1 Ministero dello Sviluppo Economico

Con prot.1113 del 20.01.2020, indirizzata alla competente Direzione del Ministero dello Sviluppo Economico, l'AdSP ha manifestato il proprio interesse per un Importante Progetto di Interesse Comune Europeo (IPCEI) basato sulla decarbonizzazione del porto di Civitavecchia. Il progetto descritto nella scheda allegata al prot.1113/2020 ricalca quello prima illustrato.

Anche il Comune di Civitavecchia con proprio prot.19385 del 27.02.2020 ha comunicato al MiSE il supporto al progetto indicato nel prot.1113/2020.

17.18.2 European Clean Hydrogen Alliance

Con nota del 20.10.2020 la "European Clean Hydrogen Alliance" ha inserito il porto di Civitavecchia tra i membri di detta organizzazione comunitaria tesa a promuovere l'utilizzo dell'idrogeno verde.

Tale associazione è alla base della strategia energetica, e dell'utilizzo dell'idrogeno, decisa dalla Commissione Europea nel luglio 2020.

17.19 Copertura finanziaria

Il sistema energetico integrato previsto dall'AdSP, grazie alle attività avviate nel precedente quadriennio, è pienamente conforme agli innumerevoli indirizzi da parte degli Enti sovraordinati (regionali, nazionali, comunitari ed internazionali) e lo rende potenzialmente meritevole di finanziamenti associati ai programmi comunitari tesi a decarbonizzare il continente europeo entro il 2050 (come confermato dalla positiva valutazione del progetto ZEPHyRo).

In particolare, le specifiche ed uniche caratteristiche del porto di Civitavecchia la rendono oggi meritevole di finanziamenti connessi al programma comunitario Green Deal/Recovery Fund, in quanto prevede una completa decarbonizzazione dei traffici portuali con 20 anni di anticipo

rispetto al termine previsto per gli altri settori (in teoria i porti potrebbero anche non rispettare la scadenza del 2050) attraverso l'impiego delle direttrici espressamente previste da strumenti (digitalizzazione e decarbonizzazione dei processi, attraverso l'impiego di innovative tecnologie alla base dei programmi comunitari di energia e contrasto al cambiamento climatico).

Il finanziamento del progetto, inoltre, costituirà un volano di sviluppo di tutto il territorio di Civitavecchia attraverso la creazione e la promozione di “competenze” specifiche che negli anni a seguire saranno sempre più necessarie.

18. RIASSETTO SISTEMA LOGISTICO ENERGETICO

Sin dal dopoguerra, il porto di Civitavecchia è stato un importante scalo logistico destinato a fornire a diversi utenti del centro Italia prodotti petroliferi tradizionali, oltre che le centrali termoelettriche del territorio alimentate con combustibili fossili.

La transizione energetica in corso spinge l'Amministrazione ad indicare le possibili direttrici attraverso le quali l'esistente sistema logistico portuale possa adattarsi ai cambiamenti legislativi e di mercato in atto.

18.1 Prodotti petroliferi

Il sistema logistico dei prodotti petroliferi del porto di Civitavecchia è controllato da un unico operatore (Ludoil S.p.A.), che lo gestisce attraverso società da esso controllate:

- ÷ Petroli Investimenti S.p.A.
- ÷ Società Depositi Costieri (So.De.Co.) S.r.l.

18.1.1 Terminale off-shore (Petroli Investimenti)

I prodotti petroliferi in arrivo nel porto di Civitavecchia vengono scaricati presso la piattaforma petrolifera in concessione a Petroli Investimenti S.p.A.

La piattaforma petrolifera in mare aperto destinata allo scarico e allo smistamento di prodotti petroliferi da navi cisterna è in grado di ospitare navi con una portata lorda fino a 100.000 tonnellate:

- ÷ sistema di ormeggio, costituito da un cavo di ormeggio lungo 50 metri, collegato ad un cavo di pick-up lungo 100 metri,
- ÷ cella di tiro, situata nella parte alta della piattaforma, in grado di rilevare e trasmettere in tempo reale l'entità del tiro espresso in tonnellate;
- ÷ giunto rotante, attraverso il quale i prodotti petroliferi transitano al fine di essere indirizzati alla sea-line di atterraggio;
- ÷ ralla girevole, che sorregge la piattaforma e che è in grado di ruotare a 360°;
- ÷ anello di protezione, che costituisce la struttura tubolare collegato ad un sistema di ammortizzatori in gomma atti ad assorbire eventuali contatti tra la nave ed il terminale.

Il terminale, installato nella rada di Civitavecchia e costituito da una piattaforma mono-ormeggio girevole, ed è collegato ai depositi costieri So.De.Co. mediante una linea di oleodotti in parte offshore e in parte onshore: i prodotti scaricati, vengono trasportati verso l'area di smistamento passando prima in una sea-line da 22" che si snoda per 2.2 km sul fondale marino - e poi attraverso un oleodotto situato sulla costa.

Il terminale off-shore è anche collegato all'ex deposito costiero Enel di Torre Valdaliga Nord da tre tubazioni da 24" oggi in disuso.

All'entrata in esercizio della Darsena Mare Nostrum, la piattaforma off-shore andrà dismessa in quanto la realizzazione della stessa ha carattere transitorio legata alla realizzazione lungo la diga foranea della D.M.N. di un punto di attracco per petroliere da 100.000 tonnellate.

18.1.2 Depositi costieri (So.De.Co.)

So.De.Co. opera mediante un sistema logistico integrato situato a Civitavecchia che, per capacità complessiva di stoccaggio, superiore ai 370.000 metri cubi, è tra i più grandi d'Italia. Il sistema logistico è caratterizzato da quattro depositi di stoccaggio propri e diverse linee di oleodotti che collegano le aree di smistamento sia con la piattaforma petrolifera offshore sia con l'Aeroporto Internazionale di Roma Fiumicino. Inoltre, Sodeco gestisce uno dei più importanti Terminali Bunker del Mediterraneo, avendo in concessione un'area di circa 2.000 metri quadrati presso la Banchina n.22 del porto di Civitavecchia.

18.1.2.1 So.De.Co. 1 (ex So.De.Co.)

Il deposito So.De.Co. 1 (mc.169.000) rappresenta uno snodo cruciale per l'intero sistema logistico di Civitavecchia. Riceve benzine e gasoli dalla piattaforma offshore, posizionata nella rada di Civitavecchia, attraverso un oleodotto da 12 pollici lungo più di 4 km. È collegato, inoltre, al deposito So.De.Co. 2 attraverso altre due linee di oleodotti da 8 e 12 pollici per trasferimenti bidirezionali:

Il deposito effettua stoccaggio e movimentazione di benzine e gasoli attraverso 12 serbatoi. I prodotti petroliferi vengono caricati dalle autobotti presso una pensilina con otto baie di carico dall'alto, le quali sono gestite mediante un sistema automatizzato.

18.1.2.2 So.De.Co. 2 (ex Campagna Italtroli)

Il deposito So.De.Co. 2 (mc.93.000) è collegato sia alla piattaforma offshore - dalla quale riceve benzine e gasoli - che al deposito So.De.Co. 1 per trasferimenti bidirezionali.

Tra le principali attività del deposito, si annovera il carico/scarico di oli combustibili (OCD - ATZ e BTZ) e del biodiesel, un combustibile ottenuto da fonti rinnovabili. So.De.Co., infatti, ha ottenuto la certificazione da parte di SGS Italia per l'intermediazione e la commercializzazione dei combustibili alternativi.

Inoltre, So.De.Co, mediante questo deposito, presta servizio di bunkeraggio nel Porto di Civitavecchia attraverso il carico di oli combustibili e gasoli su bettoline ormeggiate alla banchina n.22 del Terminale Bunker. Queste operazioni sono possibili attraverso tre linee di oleodotti dedicate da 6, 8 e 10 pollici.

18.1.2.3 So.De.Co. 3 (ex S.I.P.I.C.)

Il deposito So.De.Co. 3 riceve le teste e le code del prodotto petrolifero liquido (kerosene, jet fuel) proveniente dalla piattaforma offshore, e non è autorizzato allo stoccaggio dei prodotti.

Dopo la fase di ricezione, il Jet A-1 viene trasferito via oleodotto al deposito So.De.Co. 4, incaricato della spedizione verso l'Aeroporto di Roma Fiumicino.

Altri due serbatoi del deposito, invece, sono destinati alla ricezione delle acque reflue provenienti sia dallo stesso deposito che dagli altri depositi So.De.Co. Le acque reflue industriali vengono depurate e scaricate in corpi idrici superficiali in un serbatoio dedicato, avendo la società ottenuto l'Autorizzazione Unica Ambientale (AUA) n.12719 del 08.02.2018, che comprende tutti i titoli abilitativi per il trattamento e la rimozione dei contaminanti da inquinanti organici e inorganici.

18.1.2.4 So.De.Co. 4 (ex Praoil)

Il deposito So.De.Co. 4 (mc.110.000) è dedicato al servizio di stoccaggio e movimentazione di Aviation Fuel Jet A-1 e SAF (Sustainable Aviation Fuel) per aeroporti, compagnie petrolifere e

aeree, conformemente alle direttive raccomandate dagli standard JIG 1530 sulla qualità del carburante ad uso aviazione e le relative procedure operative.

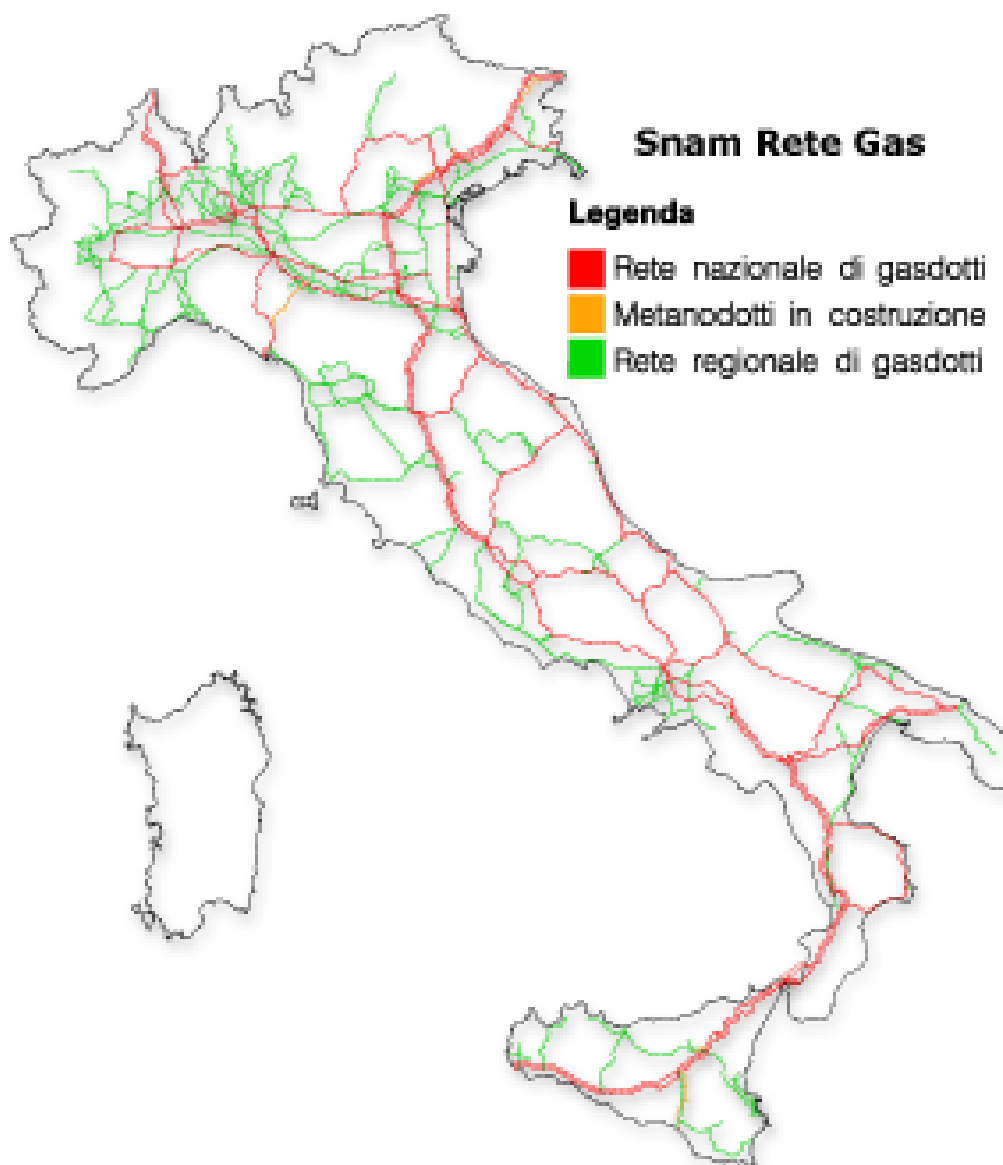
Il deposito è collegato tramite un oleodotto da 12 pollici e di circa 63 km al deposito Pantano di Grano, snodo di smistamento di carburanti avio per l'Aeroporto Internazionale di Roma Fiumicino, il più grande d'Italia e il terzo d'Europa.

Attualmente, attraverso questa condotta - individuata come asset strategico nazionale - si fornisce più della metà del fabbisogno dell'aeroporto di Fiumicino.

18.2 Punto di nazionalizzazione metano liquido

In prossimità della centrale termoelettrica di TVN è presente il gasdotto che collega la centrale termoelettrica di Torre Valdaliga Sud (TVS) alla dorsale nazionale.

La posizione di detto tratto di gasdotto è baricentrica del sistema nazionale in quanto è direttamente collegata alla rete proveniente dal Nord Africa ed a quella proveniente da Est Europa.



La recente crisi energetica ha spinto il Governo italiano a potenziare la ricezione di Gas Naturale Liquefatto, che viene di norma trasportato da metaniere.

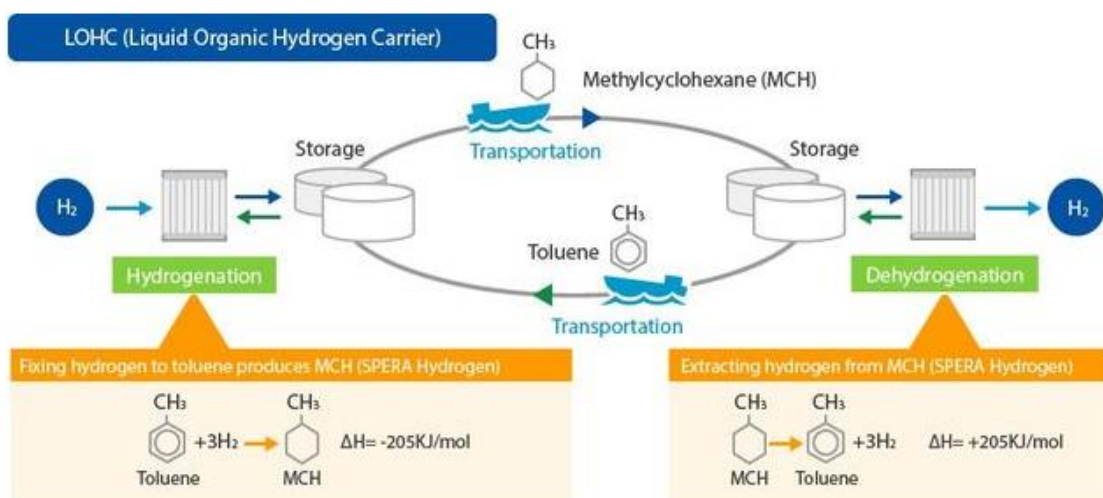
Alcune particolari tipologie di metaniere (FSRU) sono dotate di pacco evaporativo e possono immettere in una condotta la molecola in forma gassosa.



Considerata la necessità di dismettere il terminale petrolifero off-shore (che deve essere delocalizzato all'interno della D.M.N.), la presenza di esistenti condotte che collegano il terminale off-shore alla terra ferma, a poche centinaia di metri dal metanodotto regionale collegato alla dorsale nazionale, è stata valutata la possibilità di riconvertire il terminale off-shore per prodotti petroliferi tradizionali in punto di nazionalizzazione di GNL trasportato da FSRU.

18.3 Depositi costieri LOHC

Il gasdotto regionale è prossimo anche ai depositi costieri di Civitavecchia. L'enorme capacità di stoccaggio disponibile (mc. 372.000) e la realizzazione del nuovo accosto protetto all'interno della D.M.N. consentono di valutare la possibilità di riconvertire parte dei depositi costieri alla logistica associata ai vettori organici liquidi di idrogeno (LOHC).



A scheme of the production and transport process

19.CONCLUSIONI

La lettera c), del c.3, dell'art.4-bis della Legge 84/1994, prevede che nel presente Documento vengano individuate “*adeguate misure di monitoraggio energetico ed ambientale degli interventi realizzati, al fine di consentire una valutazione della loro efficacia*”.

Lo strumento di valutazione energetica individuato dall'Ente è il fabbisogno energetico globale del porto espresso in kWh; infatti, in questo modo si ha una immediata indicazione circa la necessità di pianificare adeguati investimenti che migliorino il sistema energetico portuale.

Come strumento di monitoraggio ambientale, l'AdSP ha individuato l'evoluzione del carbon footprint associato agli interventi. Infatti, questo parametro, presuppone la messa in campo di continui monitoraggi energetici, che messi in rapporto con i relativi regimi emissivi, danno una misura dell'incidenza degli interventi sull'efficacia delle azioni previste.

Il mix energetico portuale è previsto evolversi nei prossimi anni, in funzione delle iniziative previste da questa AdSP, come segue.

MWh	2019	2022	2030	2040	2050
R.E.N.	15.000	15.290	49.270	56.260	64.390
Fossili	138.500	104.920	38.410	30.650	0
GNL	0	21.760	22.980	25.370	0
Green Fuel	0	11.650	64.220	102.030	157.430
FER porto	0	2.050	2.540	2.950	3.460
totale	153.500	155.670	177.420	217.260	225.280

Da questa tabella emerge come l'uso delle fonti energetiche fossili in ambito portuale si vanno progressivamente riducendo per scomparire del tutto nel 2050, raggiungendo così un obiettivo superiore a quello fissato a livello dell'UE. Contestualmente cresce l'utilizzo di energia elettrica proveniente dalla REN decarbonizzata e di Green Fuel mentre il GNL (stante in particolare la sua natura di combustibile marino di transizione verso la decarbonizzazione dei traffici portuali) verrà impiegato per circa 20 anni ovvero fino a quando non saranno sufficientemente sviluppate in ambito portuale le citate fonti energetiche non fossili.

19.1 Monitoraggio energetico

L'attuale sistema di monitoraggio, ampiamente illustrato nei capitoli precedenti (e minuziosamente descritto nel DEASP 2019), è ritenuto mantenere la sua validità anche nel corso degli anni successivi. Si segnala che a partire dal 01.01.2021, il monitoraggio delle utenze connesse alla rete elettrica portuale è stato implementato con nuovi contatori conformi alle specifiche ARERA.

Con la digitalizzazione della rete elettrica portuale, la qualità del monitoraggio energetico verrà implementata.

19.2 Monitoraggio ambientale

Il monitoraggio ambientale avverrà secondo due principali matrici ambientali relative a:

÷ quantità di inquinanti atmosferici presenti nell'aria ambiente portuale;

÷ emissioni gas clima-alteranti derivanti dalle attività portuali.

La qualità dell'aria degli ambiti portuali e peri-portuali di Civitavecchia – Fiumicino – Gaeta sarà rilevata con le metodiche prima indicate, soprattutto quelle associate alla rete di rilevamento della qualità dell'aria gestita da ARPA Lazio, e sarà utilizzata per verificare l'incidenza degli interventi anche sui livelli della qualità dell'aria ambiente: l'AdSP ha già finanziato l'installazione di tre centraline di rilevamento della qualità dell'aria ambiente degli ambiti portuali e peri-portuali dei tre porti del sistema, che risultano essere integrate con la rete regionale di rilevamento gestita da ARPA Lazio. Mentre, l'incidenza degli interventi sulle emissioni di gas clima-alteranti (GHG) avverrà attraverso la stima delle emissioni di GHG associate ai traffici portuali.

Anche in questo caso, con la digitalizzazione della rete elettrica portuale, la qualità del monitoraggio ambientale verrà implementata.

19.3 Coerenza con pianificazione europea

Preliminarmente, vale la pena sottolineare che nel corso del decennio precedente l'avvio del monitoraggio del carbon footprint nel porto di Civitavecchia, si è registrato un aumento medio dell'efficienza delle navi di circa il 30%, oltre ad un aumento della capacità di trasporto di oltre il 50% (dovuta al c.d. “gigantismo navale”): pertanto, già risulta avviato il processo che porterà alla riduzione delle emissioni dei traffici portuali, supportata anche dal variato regime normativo (basti pensare all'obbligo introdotto nel 2010 circa l'uso, durante la sosta in banchina, di combustibili marini aventi un tenore di zolfo inferiore allo 0,1%). Un'altra importante spinta verso la riduzione delle emissioni dei traffici marittimi, si avrà a partire dal 01.01.2020, con l'entrata in vigore del c.d. “sulphur cap”, oppure con la creazione di un'area ECA per il Mare Mediterraneo, come dichiarato dal Governo Italiano nel corso del G7 di Metz del 06.05.2019.

Gli interventi introdotti si raccordano con la pianificazione europea del settore trasporti, che mira a decarbonizzare tale settore entro il 2050, con una sensibile riduzione delle emissioni già dal 2030, e seguono le indicazioni del pacchetto “Fit for 55”.

19.3.1 FuelEU Marime

Gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra per le navi sono introdotti a partire dal 2025 per quanto riguarda i viaggi all'interno dell'UE, il 50% delle emissioni dai viaggi in entrata e in uscita e le emissioni all'ormeggio (articolo 4).

I requisiti amministrativi per i porti che intendono dotarsi di impianti OPS per navi portacontainer e passeggeri verranno definiti entro il 2030 (articolo 5). È una questione aperta se questi requisiti siano appropriati e se le possibili deroghe all'obbligo di connessione siano troppo generose, sarebbe opportuno, però, che la Commissione stabilisca se gli operatori terminalistici nei porti condivideranno parte della responsabilità per l'implementazione di OPS.

Tecnologie equivalenti a zero emissioni riconosciute come alternative all'OPS (Articolo 5 e Allegato 3).

19.3.2 Regolamento sulle infrastrutture per i combustibili alternativi (AFIR)

Distinzione operata nella definizione di navi da passeggeri tra: ro-ro e unità veloci da passeggeri e navi da crociera e altri tipi di navi da passeggeri (articolo 2, articolo 9, paragrafo 1a-c)).

Requisiti OPS per tutti i porti (TEN-T Core e Comprehensive) con soglie per OPS obbligatorie basate sul numero medio di scali (articolo 9, paragrafo 1).

Esenzioni OPS (articolo 9, paragrafo 2): minimo 2 ore all'ormeggio, soglie (basse) basate su chiamate da diversi tipi di navi che forniscono il 90% della domanda di energia ("potenza prodotta").

L'utilizzo del GNL rimane invariato rispetto all'AFID (articolo 11).

19.3.3 Direttiva Energie Rinnovabili (REDIII)

Nuovo obiettivo aumentato del 40% di energie rinnovabili nell'UE entro il 2030 (articolo 1, paragrafo 2).

Introduzione di un obiettivo di riduzione dei gas serra del 13% più elevato nei trasporti entro il 2030 e aumento dell'obiettivo secondario per i biocarburanti avanzati da almeno lo 0,2% nel 2022 allo 0,5% nel 2025 e al 2,2% nel 2030 e introduzione di un obiettivo secondario del 2,6% per gli RFNBO (idrogeno) (Articolo 1(14)).

L'articolo 1, paragrafo 16, elimina i moltiplicatori associati a determinati combustibili rinnovabili e all'elettricità rinnovabile utilizzata nei trasporti. Per il settore marittimo, il moltiplicatore in REDII è 1,2, che è basso rispetto al moltiplicatore per il trasporto su strada (1,8). Allo stesso tempo, vengono mantenuti i moltiplicatori per i biocarburanti avanzati, il biogas e i combustibili rinnovabili di origine non biologica come l'idrogeno (considerando 32).

19.3.4 Direttiva sulla tassazione dell'energia

Eliminazione graduale dell'esenzione fiscale per i combustibili per uso marittimo, con un decimo all'anno tra il 2023-2033. Questo vale solo per i combustibili bunkerati nei porti dell'UE (pagine 14-15).

È più facile applicare l'esenzione dall'imposta su OPS/rinnovabili tramite opt-in (articolo 15(4-5)).

L'elettricità prodotta a bordo di una nave è esentata da tassazione e gli Stati membri possono applicare, sotto controllo fiscale, esenzioni totali o parziali all'elettricità fornita direttamente alle navi ormeggiate nei porti.

Per un periodo transitorio di dieci anni (2023-33), aliquote minime pari a zero si applicano a: biocarburanti e biogas sostenibili, combustibili a basse emissioni di carbonio, combustibili rinnovabili di origine non biologica, biocarburanti avanzati sostenibili e biogas ed elettricità (articolo 15 (1)).

19.3.5 Sistema di scambio di quote di emissione (EU ETS)

La proposta prevede emendamenti per ampliare l'attuale direttiva EU ETS per includere il settore marittimo (Capitolo II, articolo 3g-3n). Il settore marittimo farà parte di un ETS "aperto", scambiando quote di emissione con gli altri settori del sistema. Per il settore marittimo, si propone di iniziare l'ETS con un'introduzione graduale delle emissioni nel 2023 (articolo 3 nonies), con il 20% delle emissioni coperte nel 2023, aumentando al 70% delle emissioni nel 2025 e al 100% delle emissioni coperte nel 2026.

L'EU ETS marittimo coprirebbe le emissioni di CO₂ da (articolo 3g): 50% viaggi in entrata (provenienti da un porto al di fuori dell'UE che fa scalo in un porto nell'UE), 50% viaggi in uscita da un porto dell'UE a un porto al di fuori dell'UE UE, viaggi intra-UE (tra due porti dell'UE), emissioni all'ormeggio in un porto dell'UE.

Una quota dei ricavi ETS andrà al Fondo per l'innovazione. Il Fondo può sostenere tecnologie e infrastrutture innovative all'avanguardia per decarbonizzare il settore marittimo e la produzione di combustibili a basse o zero emissioni di carbonio nei trasporti aerei, ferroviari e stradali (articolo 10 bis, lettera g)).

I Carbon Contracts for Difference saranno utilizzati nell'ambito del Fondo per l'innovazione al fine di innescare riduzioni delle emissioni nell'industria – si noti che i porti o le rotte marittime non sono menzionati esplicitamente (considerando 35).

19.3.6 Recepimento indicazioni del pacchetto “Fit for 55”

Il DEASP ha tenuto conto della nuova strategia energetica comunitaria che prevede +40% di fonti rinnovabili, +9% di efficienza energetica, un carbon pricing esteso e rafforzato, nuove auto esclusivamente a zero emissioni fra 15 anni. Questi alcuni dei principali elementi introdotti dal nuovo Pacchetto “Fit for 55” dell’Unione europea, il pacchetto di 14 proposte con cui la Commissione UE ha avviato l’iter di aggiornamento di tutto il quadro di obiettivi e misure in materia di clima ed energia al 2030 per allinearli al nuovo target 2030 di riduzione delle emissioni nette (comprensive quindi di un assorbimento che potrebbe arrivare a 310 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente) di gas serra del 55% rispetto ai livelli 1990, di recente approvazione, e all’obiettivo di neutralità climatica entro la metà del secolo. Il target del 55% netto è il risultato di un compromesso politico ed è da considerarsi, come sottolineato dallo stesso Parlamento europeo (che ha richiesto un taglio maggiore di almeno il 60%, senza gli assorbimenti), un impegno appena sufficiente per provare a limitare gli effetti più disastrosi della crisi climatica. Una crisi climatica che sta peggiorando velocemente, come dimostrano l’aumento degli eventi atmosferici estremi in Italia e i gravi eventi di inondazioni anomale che si stanno abbattendo sul continente europeo.

Come previsto dall’iter legislativo, i 14 provvedimenti contenuti nel pacchetto Fit for 55 sono proposte avanzate dalla Commissione europea per aggiornare normative esistenti oppure per introdurre di nuove, proposte sulla base delle quali si avviano ora mesi di confronto e dibattito insieme al Parlamento e al Consiglio europeo, e su ciascun provvedimento sarà necessario raggiungere l’accordo fra le tre parti (il cd. trilogia). Molti di questi provvedimenti erano stati aggiornati l’ultima volta solo a fine 2018, proprio mentre la comunità scientifica identificava per la prima volta l’obiettivo di neutralità climatica e la necessità di aumentare l’ambizione climatica già al 2030, rendendo l’allora nuovo pacchetto 2030 dell’UE di fatto già obsoleto.

19.4 Coerenza con indicazioni degli stakeholders portuali

Gli interventi prima descritti trovano la loro applicazione sia nell’assentimento in concessione di porzioni del sedime portuale, che nell’attuazione dei Piani Regolatori dei tre porti del sistema, i quali prevedono nel prossimo triennio anche la realizzazione degli interventi prima descritti: infatti, il presente documento costituisce parte essenziale e sostanziale del Piano Operativo Triennale delle opere portuali (2020-2022).

Un ambizioso obiettivo per il prossimo triennio è quello di mantenere costante la potenza elettrica impegnata dagli ambiti portuali, attraverso l’efficientamento della rete elettrica interna al porto di Civitavecchia (e degli apparati connessi), non compiutamente descritto nel presente Documento in

quanto avviato nella seconda metà del 2019: questo intervento, inizialmente messo in campo nel porto di Civitavecchia (e successivamente esteso agli altri due porti del sistema), mira a realizzare la prima smart-grid portuale in Europa, attraverso un sistema di “storage” energetico che consenta di mantenere costante l’energia impegnata anche se si punta ad aumentare sensibilmente il volume di traffico ospitato.

Considerata la validità del sistema di monitoraggio messo a punto nel porto di Civitavecchia, nel prossimo triennio si prevede di estendere anche ai porti di Fiumicino e Gaeta alcuni degli interventi prima descritti per il porto di Civitavecchia (e non indicati nel capitolo relativo agli altri due scali del sistema portuale). In considerazione dei monitoraggi svolti, e come ribadito sia dalla Commissione VIA, che dalla Commissione Europea, il GNL al momento appare essere il combustibile marino di transizione verso la decarbonizzazione dei traffici portuali: sia per le ridotte emissioni di sostanze che influiscono sulla qualità dell’aria ambiente, che per le ridotte emissioni di gas clima alteranti rispetto ai combustibili marini tradizionali. Oltre all’utilizzo del GNL, l’Ente promuoverà inoltre l’utilizzo di bio-combustibili, cioè di combustibili prodotti con processi cui sono associate emissioni in atmosfera neutrali, e di energia prodotta da fonti rinnovabili. La riduzione delle emissioni è fortemente condizionata anche dall’innovazione tecnologica che al momento per la navigazione elettrica non sembra avere la stessa affidabilità di quella a metano, come testimoniato dall’incidente occorso al MF Ytterøyningen.

Una volta che verrà emanata la normativa in materia, verrà promossa la creazione di un efficiente sistema di distribuzione di idrogeno che aumenterà la possibilità di conseguire gli obiettivi sopraindicati, vale a dire la decarbonizzazione dei traffici portuali. Infatti, all’idrogeno (se prodotto da fonti rinnovabili, con processi neutri dal punto di vista delle emissioni di GHG), contrariamente ai combustibili fossili tradizionali quali il GNL (se non proveniente da fonti rinnovabili e che, oggi, costituisce il combustibile di transizione verso la decarbonizzazione), non è associata l’emissione di anidride carbonica. Si prevede di realizzare un elettrolizzatore (che impegna una potenza di circa 200 MWe di fonti rinnovabili) con annesso sistema di stoccaggio dell’idrogeno prodotto che andrà ad alimentare delle celle a combustibile che possono servire ciascuno dei quattro settori in cui è stato suddiviso il porto (navi scalanti, navi residenti, apparati fissi ed apparati mobili).

Infine, verrà valutata la possibilità, in base alle esigenze di mercato, di realizzare un deposito di ammoniaca da utilizzare quale combustibile marino per le navi scalanti, in quanto anche dall’uso dell’ammoniaca non deriva emissione di gas climalteranti (sempre e comunque prodotto con tecnologie e processi neutri dal punto di vista delle emissioni di GHG).

L’obiettivo ultimo della pianificazione energetica ed ambientale del porto di Civitavecchia è quella fissato dalla Commissione Europea per il 2050, ovvero la decarbonizzazione dei traffici portuali, attraverso l’utilizzo di un mix energetico neutro dal punto di vista delle emissioni di GHG; ciò verrà ottenuto attraverso le seguenti direttrici:

- ÷ utilizzo di combustibili prodotti con processi non aventi alcun impatto dal punto di vista delle emissioni di GHG;
- ÷ utilizzo di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (all’interno degli ambiti portuali o prelevata dalla rete elettrica di terra);

÷ efficientamento della rete elettrica portuale al fine di mantenere costante la potenza elettrica impegnata dagli ambiti portuali.

Nel corso del Green Port Congress 2019 (svoltosi ad Oslo dal 16 al 18 Ottobre), gli armatori presenti, hanno illustrato i loro piani di sviluppo a medio (2030) e lungo termine (2050), che risultano essere totalmente allineati con le direttrici prima indicate, ed appresso riassunte.

Sia Royal Caribbean Cruise Ltd che Carnival Corporation & PLC, hanno comunicato che nel corso dei prossimi anni verranno messe in servizio navi aventi emissioni “neutre”, attraverso l'utilizzo di combustibili alternativi a bordo delle nuove navi da crociera.

Da quanto detto appare evidente che le nuove navi (ed molte di quelle esistenti) saranno equipaggiate con dispositivi e carburanti in grado di azzerare le emissioni di GHG (emissioni neutre), e pertanto il carbon footprint ne risentirà positivamente considerato che le emissioni marittime (sea-side) sono predominanti rispetto a quelle terrestri (land-based).

Inoltre, il rappresentante dell'IMO ha anticipato alcune iniziative tese a decarbonizzare i traffici che confermano la validità della pianificazione energetica ed ambientale descritta nel presente Documento, il quale verrà aggiornato in funzione delle indicazioni impartite dal superiore Ministero vigilante, oltre che dall'evoluzione del sistema trasportistico ospitato nei tre porti del Sistema Portuale del Mare Tirreno Centro Settentrionale.

Gli operatori ritengono che la decarbonizzazione sarà associata non alla elettrificazione dei trasporti con batterie caricate con energia elettrica prodotta a terra, ma piuttosto con l'introduzione di nuovi combustibili.

19.5 Decarbonizzazione utenze AdSP

L'Ente ha avviato la decarbonizzazione delle proprie attività attraverso due differenti direttrici:

- ÷ produzione di energia elettrica da FEF (PV) per soddisfare proprio fabbisogno energetico;
- ÷ compensazione emissioni di GHG con piantumazioni essenze arboree.

19.5.1 Efficientamento impianti illuminazione con LED

A seguito dell'avvio del programma di efficientamento delle utenze riferibili all'AdSP, il fabbisogno registrato per tali utenze nel 2019 è stato pari a 2.778.941 kWh.

Si stima che dall'ulteriore efficientamento degli impianti di illuminazione pubblica deriverà una riduzione di circa 2/3 dell'assorbimento elettrico associato a proiettori tradizionali. Considerato che nel 2019 l'assorbimento di tali impianti portuali è stato pari a 1.231.271 kWh, a seguito dell'installazione dei LED, l'assorbimento di tali apparati elettrici riconducibili all'AdSP è stimato passare a 410.424 kWh (riduzione di 820.847 kWh).

Tali impianti sono previsti essere installati entro il 2020, pertanto a seguito dell'efficientamento con LED, l'assorbimento delle utenze riferibili all'AdSP è stimato in 1.958.094 kWh.

19.5.2 Energia prodotta da impianti fotovoltaici

L'Ente ha promosso l'installazione di impianti PV aventi una potenza complessiva pari a 1.889,04 kWp. Considerando il valore medio della radiazione solare incidente tali impianti pari a 1.242 kWh/kWp, si ha una produzione annua pari a 2.346.188 kWh.

Pertanto, l'intero fabbisogno energetico riconducibile all'AdSP è prodotto da FER ubicati all'interno del porto di Civitavecchia.

19.5.3 Utenze alimentate a metano

Pertanto, gli impianti PV in esercizio oltre a coprire l'intero fabbisogno dell'AdSP, producono 388.094 kWh. Considerato che “coefficiente medio di emissione di CO₂ (2015)” riferito all'intero parco di generazione elettrico nazionale che è stato desunto dall'analisi svolta da ENEA su dati di AssoElettrica e Terna, che, è pari a 354 gCO₂/kWh, si ha che da tali impianti deriva una compensazione delle emissioni riconducibili ad altri utenti portuali pari a 137.385 kgCO₂/anno.

Sommando l'anidride carbonica assorbita dalle essenze arboree piantumate in ambito portuale (3.390 kgCO₂/anno), si ha che circa 140 tonnellate all'anno di CO₂ sono disponibili per compensare altre attività dell'AdSP.

Nel 2019, l'AdSP ha utilizzato circa 19.979 Smc/anno per i propri compiti di istituto. Considerato un “coefficiente medio di emissione di CO₂” riferito all'intero al metano pari a 1,956 tCO₂/Std m³, si ha che le emissioni di CO₂ sono pari a circa 39 tonnellate all'anno, compensate dalla sovrapproduzione degli impianti PV sopra indicati.

19.5.4 Monitoraggio

Il raggiungimento ed il mantenimento di tale risultato verranno monitorati da appositi contatori (elettrici e metano) certificati destinati a registrare gli assorbimenti delle utenze portuali intestate all'AdSP, e da contatori destinati a monitorare la produzione degli impianti PV in esercizio.

19.6 Elettificazione ambiti portuali con rinnovabili

Come prima indicato si prevede di decarbonizzare i traffici portuali attraverso la produzione e distribuzione di energia prodotta da fonti rinnovabili al fine di elettrificare molteplici utenze portuali che richiederanno la produzione di importanti quantità di energia elettrica nel corso degli anni a venire.

A tale riguardo si vuole nuovamente sottolineare i vantaggi di un tale sistema energetico del sistema energetico integrato (progetto denominato “idrogeno verde”):

- ÷ garanzia della rinnovabilità della fornitura energetica;
- ÷ riduzione dei costi dell'energia erogata (se sistema supportato da finanziamento a fondo perduto) in quanto è possibile ridurre i costi fissi del sistema elettrico nazionale;
- ÷ maggiore flessibilità del sistema, in grado di meglio adattarsi alla variabilità dei carichi portuali (le navi, soprattutto quella da crociera, sono carichi variabilissimi);
- ÷ ottimizzazione della risorsa energetica attraverso la creazione di una piccola ed efficiente smart grid;
- ÷ fonte di reddito per il sistema portuale che in caso di minore fabbisogno energetico può immettere direttamente in rete l'energia prodotta dagli impianti PV,
- ÷ accurato monitoraggio dei flussi energetici.

Infatti, il sistema proposto si contraddistingue per la sua flessibilità che, oltre ad anticipare le scadenze fissate a livello dell'unione Europea per la completa decarbonizzazione continentale, consente di:

- ÷ ridurre i costi gestionali, attraverso una ottimizzazione dell'utilizzo delle risorse energetiche disponibili;
- ÷ assicura una stabilità del sistema maggiore a quello delle isole energetiche isolate, attraverso l'implementazione di una innovativa smart energy grid;
- ÷ certifica la decarbonizzazione dei traffici in maniera chiara e puntuale grazie al monitoraggio dei flussi energetici.

19.6.1 Riduzione dei costi gestionali

I costi gestionali associati al nuovo sistema energetico saranno inferiori rispetto a quelli associati alla elettrificazione finora proposta per ridurre le emissioni di GHG in ambito portuale, e più congrui con il principio della corretta azione amministrativa.

Infatti, la mera connessione alla R.E.N. (Rete Elettrica Nazionale) per circa 56 MW (stimata essere la potenza massima erogabile dal nuovo sistema energetico) implica dei costi fissi gestionali pari, oggi, ad almeno 1,7 milioni di euro annui relativi esclusivamente alla disponibilità della potenza che teoricamente dovrebbe essere richiesta dagli utenti portuali (essenzialmente le navi scalanti, ed in particolare quella da crociera), senza una garanzia (in assenza di un obbligo) che l'utenza utilizzi l'energia elettrica disponibile (cosa già avvenuta in altri porti continentali).

Il progetto "idrogeno verde" annulla questo rischio ed anzi dà la possibilità al sistema di immettere energia nella R.E.N. la sovrapproduzione energetica rinnovabile (fino alla quantità massima di 391.441 MWh/anno, cui sarebbero associati ricavi per quasi 20 milioni di euro all'anno).

Infine, la possibilità di connettere direttamente l'impianto di produzione con l'utenza portuale consente in ogni caso di azzerare alcuni dei costi relativi alla connessione alla R.E.N.

19.6.2 Stabilità del sistema

Il sistema energetico si propone di essere un'isola energetica, ma non ha i rischi connessi alle isole energetiche tradizionali in quanto mantiene la connessione alla R.E.N. con funzione di back up (per quasi 10MWe) per le utenze che non possono soddisfare le proprie esigenze se non attraverso la connessione alla rete elettrica portuale.

Tutti i flussi energetici saranno gestiti grazie alla creazione di una efficiente smart grid, implementando l'esistente rete elettrica portuale.

19.6.3 Tracciabilità della fonte energetica

Il sistema energetico rende tracciabile la qualità del flusso energetico erogato che garantisce la certificazione ai fini dell'ETS (Emission Trading Scheme) del sistema elettrico portuale.

Inoltre, il prescritto monitoraggio energetico (ed ambientale) risulterebbe semplificato ed estremamente accurato, perseguendo le finalità che il legislatore ha voluto impartire con l'emanazione dell'art.4bis della L.84/1994.

19.6.4 Costi di investimento

Il progetto "idrogeno verde" (riportato nel capitolo: sistema energetico integrato) che si basa sulla completa decarbonizzazione del massimo fabbisogno energetico (159.270 MWh) delle utenze portuali (previsto verificarsi nel 2050), può essere attuato per fasi, in base alle priorità identificate. Pertanto, i relativi costi variano a seconda del cronoprogramma di attuazione (in premessa

dell'allegata scheda di sintesi è indicata la stima dell'incremento dell'assorbimento energetico delle 7 diverse tipologie di utenze in cui sono stati divise le varie attività portuali).

A tale riguardo, i costi sono in gran parte dovuti alla innovazione associata all'iniziativa: il sistema renderebbe il porto di Civitavecchia il primo al mondo completamente decarbonizzato attraverso l'impiego di avanzate tecnologie (in alcuni casi aventi da poco superato un livello di maturità tecnologica TRL8) i cui costi unitari sono previsti ridursi a seguito della creazione di una necessaria massa critica (come già avvenuto per il fotovoltaico).

19.7 Combustibili non clima alteranti

L'armamento al fine di rispettare l'accordo vincolante sottoscritto dall'IMO prevede di conseguire la riduzione delle emissioni di GHG, soprattutto per le navi maggiori (quelle che scalano il porto di Civitavecchia), attraverso l'uso combinato di:

- ÷ sistemi di connessione alla rete elettrica di terra per alimentare i sistemi di bordo;
- ÷ utilizzo di combustibili marini da FER.

Particolarmente promettenti, in relazione alla esistente configurazione impiantistica del porto di Civitavecchia, sono gli impieghi previsti per l'ammoniaca su cui si è già manifestato l'interesse da parte di alcuni operatori, secondo il processo rinnovabile "power to fuel".

Inoltre, l'intenzione di alcuni armatori di utilizzare per soddisfare i propri fabbisogni energetici durante la sosta in banchina attraverso celle a combustibile in grado di erogare anche energia termica (SOFC) rende concreta la possibilità di realizzare a Civitavecchia un hub connesso all'utilizzo dei combustibili necessari al loro funzionamento. In questo contesto il metanolo (rinnovabile) e soprattutto l'ammoniaca si candidano ad essere i principali combustibili marini a partire dal 2030.

Ciò risulta evidente anche dal fatto che i principali produttori di motori marini hanno sviluppato nuove soluzioni tecnologiche inerenti alla conversione dei motori utilizzati oggi che potranno utilizzare così combustibile green del futuro. Ad esempio Wartsila ha sviluppato il programma "Two-Stroke Future Fuels Conversion": partendo dal GNL, un combustibile ampiamente disponibile e affidabile, e transitando successivamente verso altri combustibili come metanolo verde, ammoniaca o miscele di combustibili, questa soluzione di retrofit supporta la decarbonizzazione delle navi esistenti, aumentandone il valore commerciale e la durata.

19.7.1 Coerenza con la proposta di revisione della Direttiva sui combustibili alternativi

L'AdSP sostiene pienamente l'ambizione del Green Deal europeo e gli obiettivi per il 2030 e il 2050 sanciti dalla legge dell'UE sul clima. In tale contesto, la decarbonizzazione del settore marittimo è una priorità. Lo sviluppo e la diffusione di nuovi combustibili e soluzioni energetiche per il settore marittimo è il pilastro più importante di questo processo. La transizione energetica nel settore dei trasporti marittimi richiederà investimenti sul lato nave, ma implicherà anche investimenti significativi in infrastrutture a terra, in particolare nei porti.

Lo sviluppo di combustibili alternativi e tecnologie per il trasporto marittimo è ancora in una fase iniziale, ma si prevedono progressi. Tuttavia, non è ancora del tutto definito quali carburanti e tecnologie saranno i più diffusi nel settore dei trasporti marittimi. La scelta del carburante o della

tecnologia sarà probabilmente diversa per i diversi segmenti di spedizione e alcune navi potrebbero persino combinare diversi combustibili e tecnologie. Ciò rende molto difficile per i porti avere una prospettiva a lungo termine sui loro investimenti.

Qualsiasi quadro legislativo che regoli la fornitura di infrastrutture per il carburante pulito per il trasporto marittimo e stabilisca requisiti per i porti deve tenere conto di questa mancanza di una prospettiva a lungo termine, nonché del futuro multi-carburante. Al fine di evitare che gli attivi non recuperabili non comportino risultati in termini di riduzione delle emissioni, la legislazione dell'UE dovrebbe fornire un quadro legislativo a prova di futuro che offra certezza giuridica e di investimento per i porti.

L'AdSP crede fermamente che un approccio basato sugli obiettivi che rispetti il principio "chi inquina paga" produrrebbe i migliori risultati in termini di riduzione efficace delle emissioni, pur mantenendo condizioni di parità ed evitando la creazione di attivi non recuperabili.

In conformità con i requisiti stabiliti nell'attuale direttiva sull'infrastruttura per i combustibili alternativi del 2014 (2014/94/UE), molti porti europei hanno già investito in infrastrutture di rifornimento di GNL e impianti di elettricità a terra (SSE). Mentre questi investimenti contribuiscono a ridurre le emissioni all'ormeggio quando vengono effettivamente utilizzati, l'installazione e la fornitura di tali infrastrutture rimane un esercizio complesso e costoso, con un ritorno sull'investimento limitato e lento per l'ente di gestione portuale che investe.

L'AdSO è consapevole che la decarbonizzazione del settore marittimo richiede una revisione dell'attuale direttiva sull'infrastruttura per i combustibili alternativi a partire dal 2014 e accoglie con favore, a tale riguardo, una proposta di regolamento sulla realizzazione di un'infrastruttura per i combustibili alternativi (di seguito: "AFIR").

Qualsiasi obbligo di fornire elettricità a terra (SSE) nei porti deve essere accompagnato da requisiti corrispondenti affinché le navi utilizzino tale infrastruttura, in cui le navi dovrebbero collegarsi a SSE il prima possibile.

A tale riguardo, i porti europei hanno accolto con grande favore la proposta sull'uso di carburanti rinnovabili e a basse emissioni di carbonio nel trasporto marittimo e che modifica la direttiva 2009/16/CE (FuelEU Maritime). La proposta è necessaria per far corrispondere l'offerta disponibile e futura alla domanda, imponendo alle navi di utilizzare l'infrastruttura elettrica a terra (SSE) all'ormeggio.

Al fine di rendere il trasporto marittimo più verde in modo efficace, la proposta AFIR non può essere considerata isolatamente. È necessario un approccio coordinato per far corrispondere l'offerta di infrastrutture alla domanda di combustibili e tecnologie pulite. I porti europei accolgono con favore il fatto che la revisione dell'attuale proposta AFIR sia accompagnata da disposizioni nella nuova proposta marittima FuelEU, che richiede alle navi di utilizzare le infrastrutture elettriche a terra all'ormeggio.

19.7.2 Fornitura di energia elettrica a terra nei porti marittimi

La proposta della Commissione (articolo 9) prevede la fornitura di elettricità a terra per le navi passeggeri container, passeggeri e ro/ro in tutti i porti TEN-T entro il 2030. La misura si applica a tutti i porti che superano un numero minimo di scali annuali da parte di navi di stazza superiore a 5000 tonnellate lorde in ciascuno dei pertinenti. Sono escluse dall'ambito di applicazione le navi

che trascorrono un breve periodo all'ormeggio (meno di due ore) e/o che utilizzano tecnologie alternative a emissioni zero specificate e chiamate non programmate per motivi di sicurezza. Anche le isole che non sono direttamente collegate alla rete sono esentate. Quando l'elettricità a terra deve essere fornita, i porti devono fornire "una potenza di terra sufficiente per soddisfare almeno il 90% di tale domanda".

L'AdSP ritiene che fornitura di elettricità a terra non sia sempre necessaria. SSE è uno strumento importante e parte della soluzione per rendere più verde il settore delle spedizioni. Anche se le emissioni all'ormeggio contano solo per il 6% delle emissioni totali del trasporto marittimo, è una tecnologia importante per ridurre le emissioni di gas serra nei porti. Tuttavia, l'SSE non dovrebbe essere visto come un fine in sé. I porti tengono conto del fatto che altre tecnologie esistenti e potenziali future che affrontano le emissioni all'ormeggio e durante la navigazione potrebbero anche essere utilizzate al posto dell'elettricità a terra.

Pertanto, per garantire sia un rapido dispiegamento di SSE sia evitare uno spreco di fondi pubblici, i porti europei devono essere in grado di dare priorità alla diffusione di SSE laddove abbia senso in termini di riduzioni efficaci in termini di costi delle emissioni di gas a effetto serra all'ormeggio. A questo proposito, sono importanti diversi fattori: segmento di spedizione, regolarità delle chiamate (utenti frequenti), posizione geografica, ecc. Le navi che fanno regolarmente scalo allo stesso ormeggio e hanno una lunga permanenza in banchina sono ad esempio i candidati ideali per l'utilizzo di OPS.

La modalità di elettrificazione delle banchine portuali indicata dall'Ente nel DEASP è coerente con il recente documento tecnico, pubblicato il 24.03.2021, da ESPO.

ESPO ha precisato in tale documento ("Towards an intelligent legislative framework for Onshore Power Supply"), la necessità di pianificare l'elettrificazione delle banchine tenendo conto di una accurata analisi costi/benefici comprensiva della verifica delle modalità tecniche di connessione, nonché dei costi della fornitura di energia elettrica. Nel caso l'analisi costi benefici non dia sufficienti margini di sostenibilità, l'intervento non va implementato.

I 10 punti su cui si articola il documento possono essere così sintetizzati:

- ÷ i porti europei vogliono essere un partner nel realizzare le ambizioni del Green Deal e far parte di un futuro verde per l'Europa: la decarbonizzazione del trasporto marittimo è una priorità per i porti europei;
- ÷ l'elettrificazione delle banchine è uno strumento importante per ridurre le emissioni di navi nei porti: i porti europei supportano pienamente più banchine elettrificate dove ha senso;
- ÷ il finanziamento pubblico è un prerequisito per l'ulteriore diffusione dell'elettrificazione delle banchine;
- ÷ vengono indicati alcuni criteri per definire dove l'elettrificazione delle banchine ha più senso nei porti europei;
- ÷ è necessario valutare per quale tipologia di traffico è sostenibile;
- ÷ alcune considerazioni specifiche del porto vanno considerate insieme ai criteri generali;
- ÷ le decisioni di investimento dell'elettrificazione delle banchine nei porti dovrebbero essere basate su un'adeguata analisi costi-benefici;

- ÷ l'elettrificazione delle banchine deve essere soggetta a un'esenzione fiscale permanente dell'UE;
- ÷ la sottoscrizione di accordi commerciali tra navi e porti è una condizione preliminare per la redditività dell'elettrificazione delle banchine;
- ÷ facilitare l'implementazione dell'elettrificazione delle banchine attraverso informazioni di mercato e trasparenza.

19.7.3 Obiettivi per la fornitura di GNL nei porti marittimi

Nella proposta della Commissione, gli Stati membri devono garantire che nei porti marittimi centrali TEN-T sia posto un numero adeguato di punti di rifornimento per il GNL per consentire alle navi di circolare in tutta la rete centrale TEN-T entro il 2025.

Dato il ruolo transitorio del GNL fossile, AdSP ritiene che la disponibilità di infrastrutture di bunkeraggio del GNL nei porti dovrebbe in sostanza essere guidata dalla domanda, in particolare per quanto riguarda i nuovi investimenti, e ritiene includere più esplicitamente l'elemento della domanda che garantirebbe la disponibilità di una rete centrale di punti di rifornimento di GNL entro il 2025 per soddisfare la domanda delle navi marittime. L'AdSP riconosce il ruolo transitorio del GNL, un obbligo dall'alto verso il basso di installare GNL non è più adatto allo scopo. Il potenziale utilizzo delle infrastrutture GNL disponibili per usi alternativi come il bunkeraggio di GNL bio o sintetico è una possibilità.

19.7.4 Coerenza tra le diverse proposte del pacchetto Fit for 55

I porti europei sottolineano la necessità di un approccio olistico per affrontare le emissioni dei trasporti in generale, e le emissioni del trasporto marittimo in particolare, come parte del pacchetto Fit for 55 recentemente pubblicato. Dovrebbe inoltre essere effettuata una valutazione d'impatto globale dell'impatto cumulativo sul settore marittimo e portuale delle varie proposte introdotte nell'ambito della capacità 55.

Affinché il pacchetto sia efficace, le diverse proposte del Fit for 55 devono essere allineate e coerenti. Questo è certamente il caso delle proposte AFIR e FuelEU Maritime. Il pieno allineamento tra FuelEU Maritime e AFIR sarà fondamentale. Le due diverse proposte devono rispecchiarsi a vicenda per garantire che l'SSE installato nei porti sia utilizzato dalle navi ormeggiate. L'AdSP ritiene che:

- ÷ al fine di conseguire un approccio pienamente coordinato tra domanda e offerta, le proposte marittime AFIR e FuelEU dovrebbero essere discusse in parallelo durante l'intero processo legislativo in seno al Parlamento e al Consiglio e, infine, adottate come un unico pacchetto;
- ÷ inoltre, per incoraggiare la diffusione e l'uso dell'SSE sulla base dei rigorosi requisiti di AFIR e FuelEU Maritime, essi dovrebbero essere accompagnati dall'introduzione di un'esenzione fiscale permanente a livello dell'UE per l'SSE all'articolo 15 della proposta di revisione della direttiva sulla tassazione dell'energia (COM) (2021563 definitivo). Tale esenzione garantirebbe inoltre condizioni di parità nel settore marittimo.

19.7.5 Necessità di coordinamento tra tutte le parti interessate

Per garantire un'efficace attuazione dell'articolo 9 e dell'articolo 11 della proposta AFIR, è opportuno istituire un meccanismo di consultazione a livello portuale che obblighi gli utenti a consultare/informare l'ente di gestione, il gestore del terminale e/o l'autorità competente in merito

alle loro intenzioni di utilizzare l'SSE o una delle altre tecnologie di cui all'allegato III, se pertinente in merito alle loro richieste di GNL. Inoltre, in caso di utilizzo di SSE, le compagnie di navigazione dovrebbero anche informare adeguatamente il porto di scalo in merito al loro esatto fabbisogno energetico quando fanno scalo in un determinato porto, in particolare quando queste superano il fabbisogno energetico medio della determinata categoria di navi.

Conformemente all'articolo 9 della proposta AFIR, l'SSE non deve essere fornito nel caso in cui altre "tecnologie a emissioni zero" siano utilizzate dalle navi ormeggiate. L'AdSP ritiene essenziale che il fornitore dell'infrastruttura portuale, ad esempio l'ente di gestione portuale o, se del caso, il terminale o l'autorità competente, e gli utenti si consultino reciprocamente sulle richieste e le esigenze attuali e future in relazione all'SSE. I terminali e/o gli ormeggi utilizzati dagli operatori marittimi che utilizzano o prevedono di utilizzare una delle "tecnologie a emissioni zero" nel prossimo futuro non devono necessariamente essere dotati di SSE.

Lo stesso vale per il GNL ai sensi dell'articolo 11, in quanto è importante conoscere la futura domanda di GNL. L'AdSP propone di prendere in considerazione un meccanismo di consultazione e coordinamento tra le parti interessate a livello portuale in merito a 1) esigenze attuali e future di SSE e GNL, rispetto ad altre alternative, 2) specifiche tecniche al fine di evitare incompatibilità tra l'infrastruttura fornita all'ormeggio e le tecnologie installate a bordo e 3) il fabbisogno energetico specifico quando si utilizza energia a terra durante un determinato scalo portuale, certamente quando questa domanda supera il normale fabbisogno stimato.

19.7.6 La necessità di un piano di finanziamento globale

Un ambizioso piano di implementazione dell'SSE nei porti richiede finanziamenti adeguati, poiché ogni impianto SSE installato finora è stato sostenuto da finanziamenti pubblici pari o superiori al 50%. Fornire i finanziamenti necessari per ottenere riduzioni delle emissioni del 55% entro il 2030 è fondamentale per la realizzazione dell'infrastruttura SSE. Il raggiungimento di questo ambizioso obiettivo di riduzione comporta un sostegno significativo da parte di strumenti di finanziamento locali, regionali, nazionali ed europei per sostenere l'infrastruttura per i combustibili alternativi, il bunkeraggio e la capacità produttiva e l'ammodernamento delle navi esistenti. Le stesse installazioni SSE sono molto costose.

Per dare un'indicazione, un'installazione SSE per navi portacontainer può costare da uno a tre milioni di euro, a seconda del numero di punti di connessione necessari, del sistema di gestione dei cavi, della distanza dalla sottostazione di alimentazione, ecc. Per altri tipi di navi, il costo di installazione di un sistema SSE può essere circa il doppio.

Questo costo non comporta alcun ritorno sull'investimento finché non vi è alcun obbligo di utilizzo. È quindi chiaro che i porti dovranno prefinanziare l'investimento SSE fino al 2030. Per agevolare tali investimenti, le navi dovrebbero essere incoraggiate a utilizzare l'SSE, se disponibile, già prima del 2030. L'AdSP ritiene di:

- ÷ includere un piano di finanziamento globale nei quadri politici nazionali degli Stati membri;
- ÷ destinare investimenti pubblici sufficienti alla diffusione dell'SSE.

19.7.7 L'implementazione dell'AFIR deve tenere conto dei diversi modelli di governance

La governance degli enti di gestione portuale in Europa è diversificata. L'attuazione dei requisiti proposti nella proposta AFIR sarà di competenza degli Stati membri dell'UE. A seconda del modello di governance dei porti nello specifico Stato membro, l'attuazione può includere l'ente di gestione del porto, il gestore del terminale e/o l'autorità competente. Questa diversità nei modelli di governance deve essere riconosciuta nell'AFIR e riflessa nei requisiti per la fornitura di un'infrastruttura per i combustibili alternativi.

19.7.8 Devono essere ottenute riduzioni effettive e significative delle emissioni

L'AdSP ritiene che all'articolo 4 della proposta FuelEU Maritime sia previsto un percorso di riduzione delle emissioni ambizioso ed efficace. In tal modo si dovrebbero conseguire riduzioni significative delle emissioni da parte di tutti i segmenti del trasporto marittimo sia nella navigazione che all'ormeggio.

La priorità di alcuni segmenti di trasporto marittimo per l'uso dell'elettricità a terra di cui all'articolo 5 di FuelEU Maritime non esonera altri segmenti di navi dall'obbligo di ridurre le emissioni all'ormeggio.

Al fine di garantire l'uso efficace dell'infrastruttura elettrica a terra fornita all'ormeggio, l'AdSP ritiene necessario un minor numero di eccezioni ai requisiti per l'utilizzo dell'SSE di cui all'articolo 5. Le norme per l'elettricità a terra sono già disponibili per gli impianti all'ormeggio e l'Agenzia europea per la sicurezza marittima (EMSA) sta attualmente intraprendendo un'ulteriore standardizzazione. Entro il 2030, le navi avranno avuto tutto il tempo e l'opportunità di prevedere e adattarsi a questi standard di lunga data quando pianificano e investono in SSE a bordo, evitando così incompatibilità. L'AdSP ritiene che:

- ÷ il contributo dell'uso dell'elettricità lungo il litorale (SSE) o di altre soluzioni equivalenti di cui all'articolo 5 dovrebbe essere esplicitamente incluso e contabile nell'articolo 4 di FuelEU;
- ÷ l'impegno di tutti i segmenti del trasporto marittimo verso la riduzione delle emissioni all'ormeggio e nella navigazione;
- ÷ limitare l'eccezione di cui all'articolo 5, paragrafo 3, lettera d), di FuelEU Maritime per le incompatibilità tra l'impianto di energia elettrica a terra all'ormeggio e l'impianto a bordo delle navi al caso di conversione della rete;
- ÷ la Commissione europea, insieme alle agenzie competenti dell'UE come l'EMSA, per sviluppare specifiche tecniche per SSE installate a bordo delle navi, tra cui, se del caso, la standardizzazione delle frequenze, le specifiche delle spine e le aree standard per le posizioni delle spine a bordo.

19.7.9 3. Allineare i requisiti FuelEU alle disposizioni AFIR

È fondamentale che i requisiti di FuelEU rispecchino quanto stabilito in AFIR affinché il settore utilizzi SSE laddove ha senso e garantisca l'uso degli impianti SSE installati. La pianificazione e l'installazione di elettricità a terra in un determinato terminal in un porto richiede fino a cinque anni. In confronto, l'installazione di un'installazione SSE a bordo di una nave può essere eseguita in un arco di tempo più breve.

19.7.10 Criteri che consentano soluzioni alternative equivalenti all'SSE

Dovrebbe essere possibile per le navi utilizzare tecnologie alternative equivalenti all'OPS. L'elenco di cui all'allegato III della proposta Fuel EU è limitato e non riguarda le nuove soluzioni e tecnologie

imminenti. Per stimolare l'innovazione e garantire una legislazione a prova di futuro, la proposta dovrebbe essere completata e, se possibile, accompagnata da criteri che consentano di accettare le nuove tecnologie come soluzioni equivalenti. L'AdSP ritiene che sia necessaria l'aggiunta di combustibili alternativi all'elenco di alternative equivalenti all'elettricità costiera di cui all'allegato III di FuelEU Maritime, utilizzando la definizione di combustibili alternativi di cui all'articolo 2, paragrafo 3, dell'AFIR.

19.7.11 Catena logistica portuale legata all'idrogeno verde

La costruzione della Darsena Mare Nostrum e la presenza di vaste aree destinate allo stoccaggio di prodotti petroliferi, rendono possibile lo sviluppo di una catena logistica legata all'utilizzo di "idrogeno verde" quale combustibile marino (ammoniaca a LOHC).

Infatti, le caratteristiche peculiari dell'ammoniaca e dei LOHC ben si adattano alle esistenti e future infrastrutture portuali, che in alcuni casi potrebbero essere convenientemente riconvertite al fine di essere poste al servizio della logistica legata alla decarbonizzazione dei traffici marittimi/portuali basati su derivati liquidi dell'idrogeno verde (ammoniaca a LOHC).

In questo modo il porto di Civitavecchia potrebbe offrire ai diversi vettori che lo scalano una completa catena logistica in grado di erogare combustibili alternativi che includono anche ammoniaca e LOHC.

Inoltre, la prossimità con siti produttivi terrestri che necessitano di ammoniaca o idrogeno verde, aumenta la profittabilità dell'investimento legato alla diversificazione del ciclo logistico portuale dei combustibili.

A seguito della guerra in Ucraina, la Commissione Europea al fine di accelerare la riduzione della dipendenza dai combustibili fossili dalla Russia prima del 2030 e rispondere all'aumento dei costi dell'energia ha varato il piano REPowerEU, basato su due direttrici: da una parte la diversificazione dell'approvvigionamento di gas, grazie a maggiori importazioni di gas naturale liquefatto (GNL) e da gasdotti di fornitori non russi, con l'aumento della quota di biometano e idrogeno verde; dall'altra una riduzione più rapida dell'utilizzo di combustibili fossili in abitazioni, edifici, industria e sistema elettrico, dovuta all'aumento dell'efficienza energetica e delle energie rinnovabili.

Il piano REPowerEU prevede che entro il 2030 l'Europa debba importare almeno 10 milioni di tonnellate di idrogeno verde, pertanto la catena logistica legata ai LOHC diventerà sempre più importante.

19.8 World Energy Outlook 2021

Lo scenario energetico prospettato nel DEASP risulta essere confermato dal World Energy Outlook 2021 (WEO 2021), pubblicato il 13.10.2021 dall'Agenzia internazionale dell'energia (Aie) (Organismo dell'Ocse), che delinea i potenziali scenari per il futuro, molto diversi tra loro a seconda della rapidità con cui supereremo l'emergenza coronavirus e delle scelte che faremo per la decarbonizzazione. Ma le energie rinnovabili vincono sempre e comunque. Anche nello scenario base, che include politiche invariate e (con grande ottimismo) una piena ripresa post-Covid fin dal 2021.

19.8.1 Nuovo modello economico

Nel 2020, nonostante le economie si piegavano sotto il peso dei lockdown dovuti alla diffusione del Covid-19, le fonti di energia rinnovabile come l'eolico e il solare fotovoltaico sono continuate a crescere rapidamente e i veicoli elettrici hanno stabilito nuovi record di vendita. La nuova economia energetica sarà più elettrificata, efficiente, interconnessa e pulita.

L'innovazione tecnologica e la forte azione politica sono state le principali cause di questo cambiamento, e ad oggi a rafforzare la nuova economia energetica globale ci sono i costi decrescenti. Nella maggior parte dei mercati, il solare fotovoltaico o l'eolico rappresentano ora la fonte di elettricità disponibile più economica di nuova generazione. La tecnologia dell'energia pulita sta diventando un nuovo settore importante per gli investimenti e l'occupazione, nonché uno spazio dinamico per la collaborazione e la competizione internazionale.

19.8.2 Prossimi stadi della transizione energetica

Al momento, tuttavia, ogni dato che mostra la velocità del cambiamento del sistema energetico può essere contrastato da un altro che mostra l'ostinazione nel mantenere lo status quo. La rapida ma irregolare ripresa economica dalla recessione indotta dal Covid dello scorso anno sta mettendo a dura prova parti del sistema energetico odierno, innescando forti aumenti dei prezzi nei mercati del gas naturale, del carbone e dell'elettricità. Nonostante tutti i progressi compiuti dalle rinnovabili e dalla mobilità elettrica, nel 2021 si sta assistendo ad una grande ripresa nell'uso del carbone e del petrolio. In gran parte per questo motivo, si osserva anche il secondo massimo aumento annuo delle emissioni di CO₂ nella storia. La spesa pubblica per l'energia sostenibile nei pacchetti di ripresa economica ha mobilitato solo circa un terzo degli investimenti necessari per spingere il sistema energetico su una nuova serie di binari, con il più grande deficit nelle economie in via di sviluppo che continuano ad affrontare una pressante crisi della sanità pubblica. I progressi verso l'accesso universale all'energia sono in stallo, soprattutto nell'Africa subsahariana. L'orientamento è molto lontano dall'allineamento con lo scenario Net Zero Emissions by 2050 (NZE), punto di riferimento dell'AIE, pubblicato nel maggio 2021, che traccia una tabella di marcia rigorosa ma realizzabile per una stabilizzazione di 1,5 °C dell'aumento delle temperature globali e il raggiungimento di altri obiettivi di sviluppo sostenibile legati all'energia.

19.8.3 Correlazione con la COP 26

Le pressioni sul sistema energetico non diminuiranno nei prossimi decenni. Il settore energetico è responsabile di quasi tre quarti delle emissioni che hanno già causato l'aumento delle temperature medie globali di 1,1 °C in più rispetto all'era preindustriale, comportando conseguenze visibili sulle condizioni meteorologiche e sui fenomeni climatici estremi. Il settore energetico deve essere al centro della soluzione relativa al cambiamento climatico. Allo stesso tempo, l'energia moderna non può prescindere dai mezzi di sussistenza e dalle aspirazioni di una popolazione globale destinata a crescere di circa 2 miliardi di persone entro il 2050, con l'aumento dei redditi che spingerà verso l'alto la domanda di servizi energetici e molte economie in via di sviluppo che navigano in ciò che è stato storicamente un periodo di urbanizzazione e industrializzazione ad alta intensità di energia ed emissioni. Il sistema energetico odierno non è in grado di affrontare queste sfide; una rivoluzione a basse emissioni è attesa da tempo.

L'edizione 2021 del World Energy Outlook (WEO, Prospettive energetiche mondiali) è stata progettata per assistere i decisori politici alla 26a Conferenza delle Parti (COP26) e oltre,

descrivendo i punti chiave delle decisioni che possono portare il settore energetico su un terreno più sicuro. Esso fornisce un resoconto dettagliato sui risultati conseguiti dai paesi nel loro percorso verso l'energia pulita, su quanto devono ancora spingersi per raggiungere l'obiettivo di 1,5 °C e sulle azioni che i governi e altri possono intraprendere per cogliere le opportunità ed evitare le insidie in questa fase di transizione. Con molteplici scenari e casi di studio, questo WEO spiega la posta in gioco, in un momento in cui il dibattito su energia e clima è più importante che mai.

19.8.4 Gli impegni presi dalla COP 26

In vista della COP26, molti paesi hanno messo sul tavolo nuovi impegni, esponendo in dettaglio il loro contributo allo sforzo globale per raggiungere gli obiettivi climatici; più di 50 paesi, così come l'intera Unione europea, si sono prefissati obiettivi di azzeramento delle emissioni nette. Se tali impegni saranno concretizzati in tempo e per intero, come illustrato in dettaglio nel nostro nuovo Announced Pledges Scenario (APS, Scenario di impegni annunciati), faranno piegare verso il basso la curva delle emissioni globali. Fino al 2030 le fonti di produzione di energia a basse emissioni rappresentano la maggioranza delle capacità addizionali in questo scenario, con aggiunte annuali di solare fotovoltaico ed eolico che si avvicinano a 500 gigawatt (GW) entro il 2030. Di conseguenza, il consumo di carbone nel settore energetico nel 2030 è inferiore del 20% rispetto ai livelli di picco raggiunti recentemente. La rapida crescita delle vendite di veicoli elettrici e i continui miglioramenti nell'efficienza del carburante porteranno a un picco della domanda di petrolio intorno al 2025. I miglioramenti dell'efficienza saranno la causa della stabilizzazione della domanda globale di energia dopo il 2030. La buona riuscita del conseguimento di tutti gli impegni annunciati comporterà una diminuzione delle emissioni globali di CO₂ legate all'energia pari al 40% fino al 2050. Tutti i settori registreranno un calo, e il settore dell'elettricità presenterà di gran lunga quello più rilevante. Questo scenario non raggiungerà emissioni nette pari a zero e l'aumento della temperatura media globale nel 2100 verrà mantenuto a circa 2,1 °C.

19.8.5 Tempi previsti per la transizione energetica

I governi devono fare molto di più per rispettare gli impegni annunciati. L'esame settore per settore delle misure effettivamente messe in atto dai governi, nonché delle iniziative politiche specifiche in corso di sviluppo, rivela un quadro diverso, illustrato nel nostro Stated Policies Scenario (STEPS). Questo scenario mostra anche un'accelerazione del ritmo del cambiamento nel settore energetico, sufficiente a conseguire un graduale calo delle emissioni del settore, anche se la domanda globale di elettricità sarà quasi pari al doppio entro il 2050. Tuttavia, ciò è compensato dalla continua crescita delle emissioni dell'industria, come nella produzione di cemento e acciaio, e dei trasporti pesanti, come i camion merci. Questa crescita deriva in gran parte dai mercati emergenti e dalle economie in via di sviluppo che costruiscono le loro infrastrutture a livello nazionale. Nello STEPS, quasi tutta la crescita netta della domanda di energia al 2050 è soddisfatta da fonti a basse emissioni, ma ciò lascia le emissioni annuali intorno ai livelli attuali. Di conseguenza, le temperature medie globali saranno ancora in aumento fino a raggiungere i 2,6 °C rispetto ai livelli preindustriali nel 2100.

19.8.6 Divario tra impegni assunti ed obiettivi

L'APS stima un raddoppio degli investimenti e dei finanziamenti in energia pulita nel prossimo decennio, ma questa accelerazione non è sufficiente per superare l'inerzia del sistema energetico

attuale. In particolare, nel periodo cruciale fino al 2030, le azioni in questo scenario sono ben al di sotto delle riduzioni delle emissioni che sarebbero necessarie per mantenere la porta aperta a una traiettoria di emissioni nette pari a zero entro il 2050. Una delle ragioni principali di questa carenza è che gli impegni climatici attualmente presi, come si evince dall'APS, rivelano forti divergenze tra i paesi in termini di velocità delle loro transizioni energetiche. Accanto ai risultati che prevede di raggiungere, questo scenario contiene anche i segni di nuove tensioni nei settori del commercio di beni ad alta intensità energetica, ad esempio, o degli investimenti e della finanza internazionale. Affinché le transizioni energetiche abbiano successo, siano ordinate e collaborative è necessario ricercare le modalità per ridurre le tensioni nel sistema internazionale illustrate nell'APS. Tutti i paesi dovranno fare di più per allineare e rafforzare i loro obiettivi per il 2030 e rendere la transizione globale collaborativa, senza lasciare nessuno indietro.

19.8.7 I driver della decarbonizzare il sistema

Il WEO-2021 mette in evidenza quattro misure chiave che possono contribuire a colmare il divario tra gli impegni attuali e una traiettoria di 1,5 °C nei prossimi dieci anni e a sostenere ulteriori riduzioni delle emissioni dopo il 2030. Oltre il 40% delle azioni necessarie è efficace sotto il profilo dei costi, il che significa che si traducono in risparmi complessivi sui costi per i consumatori rispetto al percorso nell'APS. Tutti i paesi devono fare di più: quelli che si sono impegnati a raggiungere lo zero netto rappresentano circa la metà delle riduzioni aggiuntive, in particolare la Cina. I quattro provvedimenti sono:

- ÷ un'enorme spinta aggiuntiva per un'elettrificazione pulita che richiede un raddoppio dell'utilizzo del solare fotovoltaico e dell'eolico rispetto all'APS, un'importante espansione di altra generazione a basse emissioni, compreso l'utilizzo dell'energia nucleare ove accettabile, un enorme sviluppo di infrastrutture elettriche e di tutte le forme di flessibilità del sistema, anche dall'energia idroelettrica, una rapida eliminazione del carbone e una spinta per espandere l'uso di elettricità per i trasporti e il riscaldamento. L'accelerazione della decarbonizzazione del mix elettrico è la leva più importante a disposizione dei decisori politici: colma più di un terzo del divario di emissioni tra APS e scenario NZE. Con una migliore progettazione del mercato dell'energia e di altre condizioni abilitanti, i bassi costi dell'eolico e del solare fotovoltaico implicano che oltre la metà delle ulteriori riduzioni di emissioni potrebbe essere ottenuta senza alcun costo per i consumatori di elettricità;
- ÷ un'attenzione incessante all'efficienza energetica, combinata a misure per mitigare la domanda di servizi energetici attraverso l'efficienza dei materiali e il cambiamento dei comportamenti dei consumatori. L'intensità energetica dell'economia globale diminuisce di oltre il 4% all'anno tra il 2020 e il 2030 nello scenario di emissioni nette pari a zero (NZE), più del doppio rispetto al tasso medio del decennio precedente. Senza questo miglioramento dell'intensità energetica, il consumo totale di energia finale nello scenario NZE sarebbe di circa un terzo superiore nel 2030, aumentando significativamente il costo e la difficoltà di decarbonizzare l'approvvigionamento energetico. Stimiamo che quasi l'80% dei guadagni aggiuntivi di efficienza energetica nelle NZE nel prossimo decennio si tradurrà in risparmi sui costi per i consumatori;

- ÷ un ampio impulso per ridurre le emissioni di metano dalle operazioni con combustibili fossili. Le rapide riduzioni delle emissioni di metano sono uno strumento chiave per limitare il riscaldamento globale a breve termine e le opportunità di abbattimento più efficaci in termini di costi sono presenti nel settore dell'energia, in particolare nelle operazioni petrolifere e del gas. Non è possibile affrontare l'abbattimento del metano in modo sufficientemente rapido o efficace semplicemente riducendo l'uso di combustibili fossili: gli sforzi concertati dei governi e dell'industria sono vitali per garantire i tagli alle emissioni che colmano quasi il 15% del divario con lo scenario NZE;
- ÷ un grande impulso all'innovazione dell'energia pulita. Questa è un'altra lacuna cruciale da colmare nel decennio del 2020, anche se la maggior parte degli effetti sulle emissioni non si sentirà se non in un secondo momento. Sono disponibili tutte le tecnologie necessarie per ottenere riduzioni ingenti delle emissioni fino al 2030. Ma quasi la metà delle riduzioni delle emissioni ottenute nello scenario NZE nel 2050 proverrà da tecnologie che oggi sono in fase di dimostrazione o prototipo. Queste sono particolarmente importanti per affrontare le emissioni di ferro e acciaio, cemento e altri settori industriali ad alta intensità energetica – e anche dal trasporto a lunga distanza. Gli impegni annunciati oggi non sono all'altezza dei principali traguardi NZE per l'implementazione di combustibili a base di idrogeno e altri combustibili a basse emissioni di carbonio, nonché per la cattura, l'utilizzo e lo stoccaggio del carbonio (CCUS).

19.8.8 Il ruolo della finanza

Mettere il mondo sulla buona strada per 1,5 °C richiede un aumento degli investimenti annuali in progetti e infrastrutture per l'energia pulita fino a quasi 4 000 miliardi di dollari entro il 2030. Nei mercati emergenti e nelle economie in via di sviluppo è necessario circa il 70% della spesa aggiuntiva per colmare il divario tra APS e scenario NZE . Vi sono stati alcuni esempi notevoli di economie in via di sviluppo che mobilitano capitali per progetti di energia pulita, come il successo dell'India nel finanziare una rapida espansione del solare fotovoltaico nel perseguimento del suo obiettivo di 450 GW per le energie rinnovabili entro il 2030. Tuttavia, ci sono anche sfide persistenti, molte delle quali sono state aggravate dalla pandemia. I fondi per sostenere la ripresa economica sostenibile sono scarsi e il capitale rimane fino a sette volte più costoso che nelle economie avanzate. In alcuni dei paesi più poveri del mondo, il Covid-19 ha anche interrotto il trend di costante progresso verso l'accesso universale all'elettricità e alla cucina pulita. Il numero di persone senza accesso all'elettricità è destinato ad aumentare del 2% nel 2021, e quasi tutto l'aumento si concentrerà nell'Africa sub-sahariana.

Un catalizzatore internazionale è essenziale per accelerare i flussi di capitale a sostegno delle transizioni energetiche e consentire alle economie in via di sviluppo di tracciare un nuovo percorso di sviluppo a basse emissioni. La maggior parte degli investimenti energetici legati alla transizione dovrà essere effettuata da sviluppatori privati, consumatori e finanziatori che rispondono ai segnali di mercato e alle politiche stabilite dai governi. Accanto alle necessarie riforme politiche e normative, le istituzioni finanziarie pubbliche – guidate dalle banche internazionali per lo sviluppo e stimolate da maggiori impegni di finanziamenti a favore del clima da parte delle economie

avanzate – svolgono un ruolo cruciale per portare avanti gli investimenti in aree in cui gli attori privati non vedono ancora il giusto equilibrio tra rischio e rendimento.

19.8.9 Le strategie per decarbonizzare

La domanda di carbone diminuisce in tutti i nostri scenari, ma la differenza tra il calo del 10% fino al 2030 in APS e il calo del 55% nello scenario NZE è la velocità con cui il carbone viene gradualmente eliminato dal settore energetico. A tale riguardo entrano in gioco quattro componenti: fermare l'approvazione di nuove centrali senza metodi di abbattimento delle emissioni, ridurre le emissioni dei 2100 GW di impianti in esercizio, che nel 2020 hanno prodotto più di un terzo dell'elettricità mondiale, investire – con volumi adeguati – per soddisfare in modo affidabile la domanda al posto del carbone e gestire le conseguenze economiche e sociali del cambiamento. Le approvazioni di nuovi impianti a carbone hanno subito un drastico rallentamento negli ultimi anni, a causa di alternative di energia rinnovabile a basso costo, della crescente consapevolezza dei rischi ambientali e di opzioni di finanziamento sempre più scarse. Tuttavia, sono attualmente in costruzione circa 140 GW di nuove centrali a carbone e più di 400 GW sono in varie fasi di progettazione. L'annuncio della Cina secondo cui il paese porrà fine al sostegno alla costruzione di centrali a carbone all'estero è potenzialmente molto significativo: potrebbe portare alla cancellazione di progetti a carbone fino a 190 GW che verrebbero costruiti nell'APS. In tal modo si potrebbero risparmiare, nel complesso, circa 20 gigatonnellate di emissioni cumulative di CO₂ se questi impianti venissero sostituiti con impianti di produzione a basse emissioni, una quantità paragonabile al risparmio totale di emissioni dell'Unione europea che raggiungerà emissioni nette pari a zero entro il 2050.

Ridurre le emissioni dell'attuale flotta globale di centrali a carbone richiede uno sforzo politico ampio e dedicato. Nei nostri scenari, gli impianti a carbone sono equipaggiati con sistema di Cattura, Utilizzo e Stoccaggio della CO₂, riconfigurati per essere co-alimentati con combustibili a basse emissioni come biomassa o ammoniaca, riconvertiti per concentrarsi sull'adeguatezza del sistema o dismessi. Le dismissioni di tali impianti nell'APS si verificano al doppio del tasso osservato nell'ultimo decennio, e il tasso quasi duplica di nuovo nello scenario NZE per raggiungere quasi 100 GW di ritiri all'anno. Gli interventi politici devono concentrarsi sulla dismissione di impianti che altrimenti resterebbero attivi, sostenendo anche misure per ridurre le emissioni della flotta di impianti rimanente.

Occorre sostenere coloro che perdono il lavoro nei settori in declino. La gestione dell'eliminazione graduale del carbone dipende da un impegno precoce e duraturo da parte dei governi e delle istituzioni finanziarie per mitigare gli impatti sui lavoratori e sulle comunità colpite e per consentire la bonifica e il riutilizzo dei territori coinvolti. Le transizioni energetiche creano dislocazioni: vengono creati molti più nuovi posti di lavoro, ma non necessariamente negli stessi luoghi in cui se ne perdono. Le competenze non sono trasferibili automaticamente e sono necessarie nuove abilità. Questo è vero sia all'interno di paesi specifici che a livello internazionale. I governi devono gestire con attenzione gli impatti, cercando percorsi di transizione che massimizzino le opportunità per un lavoro dignitoso e di alta qualità e affinché i lavoratori possano utilizzare le loro competenze esistenti e mobilitando un sostegno a lungo termine per i lavoratori e le comunità colpite.

19.8.10 Il ruolo dei combustibili tradizionali

La domanda di petrolio, per la prima volta, va verso un eventuale calo in tutti gli scenari esaminati nel WEO-2021, anche se i tempi e la velocità del calo variano ampiamente. Nello STEPS, il massimo della domanda viene raggiunto a metà degli anni 2030 e il calo è molto graduale. Nell'APS, al picco subito dopo il 2025 è seguito il calo verso 75 milioni di barili al giorno (mb/g) entro il 2050. Per soddisfare i requisiti dello scenario NZE, l'uso del petrolio precipita a 25 mb/g entro la metà del secolo. La domanda di gas naturale aumenta in tutti gli scenari nei prossimi cinque anni, ma con forti divergenze nel periodo a seguire. Molti fattori influenzano in che misura e per quanto tempo il gas naturale mantiene un posto in vari settori mentre le transizioni verso l'energia pulita accelerano. Le prospettive sono tutt'altro che uniformi tra i diversi paesi e regioni. Nello scenario NZE, un rapido aumento dei combustibili a basse emissioni è uno dei motivi principali, insieme a una maggiore efficienza ed elettrificazione, per cui non sono necessari nuovi giacimenti di petrolio e gas oltre a quelli già approvati per lo sviluppo. L'effettiva diffusione di combustibili a basse emissioni è ben lungi dall'essere in linea con quanto dovrebbe essere in uno scenario NZE. Ad esempio, nonostante il crescente interesse per l'idrogeno a basse emissioni di carbonio, i progetti pianificati per l'idrogeno non consentono di raggiungere i livelli di utilizzo richiesti nel 2030 dagli impegni annunciati dai governi, e ancora meno gli importi richiesti nello scenario NZE (che sono nove volte superiori a quelli dell'APS).

19.8.11 Le possibili perturbazioni del mercato energetico

Il mondo non sta investendo abbastanza per soddisfare le sue future esigenze energetiche e le incertezze sulle politiche e sulle traiettorie della domanda creano un forte rischio di volatilità per i mercati dell'energia. La spesa relativa alla transizione sta gradualmente riprendendo, ma rimane molto al di sotto di quanto necessario per soddisfare la crescente domanda di servizi energetici in modo sostenibile. Il deficit è visibile in tutti i settori e le regioni. Allo stesso tempo, l'importo speso per petrolio e gas naturale, drasticamente ridotto a seguito dei due crolli dei prezzi nel 2014-15 e nel 2020, è orientato verso un mondo di domanda stagnante o addirittura in calo per questi combustibili. La spesa per petrolio e gas oggi è una delle pochissime aree che è ragionevolmente ben allineata con i livelli visti nello scenario NZE fino al 2030. L'analisi dell'AIE ha ripetutamente evidenziato che un'impennata della spesa per promuovere l'implementazione di tecnologie e infrastrutture per l'energia pulita fornisce la via d'uscita da questa impasse, ma ciò deve avvenire rapidamente o i mercati energetici globali dovranno affrontare un periodo turbolento e volatile in futuro. Sono essenziali segnali chiari e indicazioni da parte dei decisori politici. Se la strada da percorrere è fatta solo di buone intenzioni, allora sarà davvero una corsa accidentata.

19.8.12 La stabilità del sistema passa attraverso la sua decarbonizzazione

Le transizioni energetiche possono fornire un cuscinetto per ammortizzare lo shock dei picchi dei prezzi delle materie prime, se i consumatori possono ottenere aiuto per gestire i costi iniziali del cambiamento. In un sistema energetico in trasformazione come quello dello scenario NZE, le famiglie dipendono meno da petrolio e gas per soddisfare i propri bisogni energetici, grazie a miglioramenti dell'efficienza, al passaggio all'elettricità per la mobilità e all'abbandono delle caldaie a combustibili fossili per il riscaldamento. Per questi motivi, un grande shock dei prezzi delle materie prime nel 2030 è il 30% meno costoso per le famiglie nello scenario NZE rispetto allo

STEPS. Raggiungere questo punto richiederà politiche che aiutino le famiglie con i costi aggiuntivi iniziali di miglioramento dell'efficienza e delle attrezzature a basse emissioni come veicoli elettrici e pompe di calore.

Poiché l'elettricità assorbe una quota progressivamente maggiore delle bollette energetiche delle famiglie, i governi devono garantire che i mercati dell'elettricità siano resilienti, incentivando gli investimenti in flessibilità, efficienza e risposta alla domanda. In tutti gli scenari, la quota di rinnovabili variabili nella produzione di energia elettrica si espande fino a raggiungere il 40-70% entro il 2050 (e anche superiore in alcune regioni), rispetto a una media di poco inferiore al 10% oggi. Nello scenario NZE ci sono circa 240 milioni di impianti fotovoltaici sui tetti e 1,6 miliardi di auto elettriche entro il 2050. Un tale sistema dovrà funzionare in modo molto flessibile, reso possibile da una capacità adeguata, reti robuste, batterie e fonti di elettricità programmabili a basse emissioni (come energia idroelettrica, geotermica e bioenergia, nonché impianti alimentati a idrogeno e ammoniaca o piccoli reattori nucleari modulari). Questo tipo di sistema richiederà anche tecnologie digitali in grado di supportare la risposta sul lato della domanda e gestire in modo sicuro flussi multidirezionali di dati ed energia.

19.8.13 La vigilanza sul sistema

I modelli commerciali, le politiche dei produttori e le considerazioni geopolitiche rimangono di fondamentale importanza per la sicurezza energetica, anche se il mondo si sposta verso un sistema energetico elettrificato e ricco di energie rinnovabili. Ciò si riferisce in parte al modo in cui le transizioni energetiche influiscono su petrolio e gas, poiché le forniture si concentrano in un gruppo più piccolo di paesi ricchi di risorse, e con anche le loro economie contemporaneamente sottoposte a pressioni a causa dei minori proventi delle esportazioni. Prezzi più alti o più volatili per minerali critici come litio, cobalto, nichel, rame ed elementi naturali rari potrebbero rallentare il progresso globale verso un futuro di energia pulita o renderlo più costoso. I rialzi dei prezzi per i minerali chiave nel 2021 potrebbero aumentare i costi di moduli solari, turbine eoliche, batterie per veicoli elettrici (EV) e linee elettriche del 5-15%. Se mantenuto nel periodo fino al 2030 nello scenario NZE, ciò aggiungerebbe 700 miliardi di dollari all'investimento richiesto per queste tecnologie. I minerali critici, insieme ai combustibili prodotti dall'idrogeno come l'ammoniaca, diventano anche elementi importanti nel commercio internazionale legato all'energia; la loro quota combinata sale dal 13% di oggi al 25% nell'APS e a oltre l'80% nello scenario NZE entro il 2050.

19.8.14 I costi della mancata decarbonizzazione

Gli eventi meteorologici estremi dello scorso anno hanno evidenziato i rischi di un cambiamento climatico incontrollato e il settore energetico ne risentirà. Oggi, le infrastrutture energetiche mondiali stanno già affrontando crescenti rischi fisici legati ai cambiamenti climatici, il che sottolinea l'urgente necessità di migliorare la resilienza dei sistemi energetici. Stimiamo che circa un quarto delle reti elettriche globali affronti attualmente un alto rischio di venti ciclonici distruttivi, mentre oltre il 10% degli impianti di generazione programmabili e delle raffinerie costiere è soggetto a gravi inondazioni costiere e un terzo delle centrali termiche raffreddate ad acqua dolce si trovano in zone ad alto stress idrico. Nello STEPS, la frequenza degli eventi di calore estremo raddoppierebbe entro il 2050 rispetto a oggi e sarebbero più intensi di circa il 120%, influenzando le prestazioni delle reti e degli impianti termici e aumentando la domanda di raffreddamento.

L'incapacità di accelerare le transizioni verso l'energia pulita continuerebbe a lasciare le persone esposte all'inquinamento atmosferico. Oggi il 90% della popolazione mondiale respira aria inquinata, causando oltre 5 milioni di morti premature all'anno. Lo STEPS prevede un aumento del numero di morti premature dovute all'inquinamento atmosferico nel prossimo decennio. Nello scenario NZE, ci sono 2,2 milioni di morti premature in meno all'anno entro il 2030, una riduzione del 40% rispetto a oggi.

19.8.15 I vantaggi della decarbonizzazione

Nello scenario NZE esiste un'opportunità di mercato annuale che supera di gran lunga i 1.000 miliardi di dollari entro il 2050 per i produttori di turbine eoliche, pannelli solari, batterie agli ioni di litio, elettrolizzatori e celle a combustibile. Questo è di dimensioni paragonabili all'attuale mercato petrolifero globale. Ciò crea enormi prospettive per le aziende che sono ben posizionate in un sistema di approvvigionamento globale in espansione. Anche in un sistema energetico molto più elettrificato, ci sono importanti aperture per i fornitori di carburante: le aziende che producono e forniscono gas a basse emissioni di carbonio nel 2050 gestiscono l'equivalente di quasi la metà dell'odierno mercato globale del gas naturale. L'occupazione nei settori dell'energia pulita è destinata a diventare una parte molto dinamica dei mercati del lavoro, con una crescita che più che compensa il declino dei settori tradizionali di fornitura dei combustibili fossili. Oltre a creare posti di lavoro nei settori delle energie rinnovabili e delle reti energetiche, le transizioni dell'energia pulita aumentano l'occupazione in aree come le ristrutturazioni e altri miglioramenti dell'efficienza energetica negli edifici, e la produzione di elettrodomestici efficienti e veicoli elettrici e a celle a combustibile. In totale, entro il 2030 nell'APS sono impiegati 13 milioni di lavoratori addizionali nell'energia pulita e nei settori correlati – e questa cifra raddoppia nello scenario NZE.

19.8.16 Nel prossimo futuro le FER aumenteranno massicciamente

Questo WEO-2021 fornisce forti avvertimenti sulla strada che stiamo percorrendo, ma anche un'analisi lucida delle azioni che possono portare il mondo su un percorso in linea con un futuro in cui l'innalzamento di temperatura è di 1,5 °C, con anche una forte affermazione dei benefici che ciò comporta. I governi sono al posto di guida: tutti, dalle comunità locali alle aziende e agli investitori devono essere a bordo, ma nessuno ha la stessa capacità dei governi di indirizzare il sistema energetico verso una destinazione più sicura. La strada da percorrere è difficile e stretta, soprattutto se gli investimenti continuano a non essere all'altezza di quanto richiesto, ma il messaggio centrale del WEO-2021 è comunque di speranza. L'analisi delinea chiaramente ciò che è necessario fare di più nel prossimo decennio, cruciale per il futuro del sistema energetico: un focus ben mirato sulla promozione di un'elettrificazione pulita, sul miglioramento dell'efficienza, sulla riduzione delle emissioni di metano e sull'innovazione dei turbocompressori, accompagnato da strategie per sbloccare i flussi di capitale a sostegno delle transizioni di energia pulita e garantire affidabilità e convenienza. Molte delle azioni descritte sono efficaci sotto il profilo dei costi e i restanti costi sono insignificanti rispetto agli immensi rischi della mancata azione. La realizzazione dell'agenda illustrata in questo WEO rappresenta un'enorme opportunità per cambiare il sistema energetico globale in modo da migliorare la vita e i mezzi di sussistenza delle persone. Un'ondata di investimenti in un futuro sostenibile deve essere guidata da un segnale inequivocabile dato da Glasgow.

19.9 Ricadute sociali

Il presente DEASP si pone l'obiettivo di promuovere la creazione di nuova occupazione sostenibile, attraverso l'installazione in ambito retroportuale di opifici industriali connessi allo sviluppo delle tecnologie prima illustrate. In questo modo si creano le condizioni per implementare anche i traffici portuali relativi a merci, in quanto necessari ad approvvigionare di materie prime i nuovi insediamenti produttivi, nonché alla spedizione dei prodotti finiti: in questo modo saranno incrementati i livelli occupazionali portuali. Infatti, le caratteristiche proprie del comprensorio di Civitavecchia (ampie aree disponibili, prossime ad un porto commerciale), consentono tale sviluppo.

Inoltre, la creazione della prima Comunità Energetica Portuale (CER-P) consentirà una integrazione tra le diverse componenti del tessuto sociale di Civitavecchia, tutte propense alla modifica dell'attuale sistema elettrico ed industriale portuale.

19.9.1 Il programma WaveSax

Una volta che il programma WaveSax avrà portato il dispositivo ad un grado di maturità tecnologica TRL8, sarà possibile la sua industrializzazione. La realizzazione di tali dispositivi su larga scala implica la realizzazione di un insediamento industriale di ampie dimensioni, dove il dispositivo verrà progettato, assemblato e commercializzato.

Il territorio di Civitavecchia ha tutte le caratteristiche per rendere tale iniziativa sostenibile:

- ÷ il WaveSax è stato sviluppato e testato da ricercatori basati nel porto, ed il futuro centro di produzione consentirà uno stabile impiego delle nuove professionalità associate all'industrializzazione del convertitore;
- ÷ il retroporto di Civitavecchia offre ampie aree dove installare la produzione delle diverse componenti;
- ÷ il porto di Civitavecchia offre i necessari collegamenti logistici di approvvigionamento e spedizione delle materie prime e dei dispositivi;
- ÷ il tessuto sociale e produttivo di Civitavecchia ha una centenaria esperienza nel campo dell'industria elettromeccanica avendo ospitato per mezzo secolo il primo centro di produzione di energia elettrica.

19.9.2 Il programma eolico flottante

Alcuni operatori hanno in programma di realizzare impianti eolici flottanti che vanno assemblati (se non realizzati) in prossimità del sito di ancoraggio, e pertanto il porto di Civitavecchia ha un ruolo strategico e fondamentale per la realizzazione dell'iniziativa: ampi spazi del sedime portuale dovranno essere destinati alla realizzazione di tale impianto, e probabilmente ciò comporterà la realizzazione di parte della Darsena Mare Nostrum, in quanto una volta che l'impianto sarà realizzato esso andrà quotidianamente manutenzione e pertanto il gestore di detta infrastruttura energetica necessiterà di un accosto dedicato di ampie dimensioni, considerate quelle tipiche dell'impianto flottante.

19.9.3 Centro di produzione ed installazione di rinnovabili tradizionali

Civitavecchia si candida ad essere l'hub delle rinnovabili italiano in quanto ha aree, infrastrutture e risorse umane che rendono possibile l'installazione dell'intera filiera logistica destinata all'assemblaggio, installazione e gestione di:

÷ impianti fotovoltaici, anche flottanti;

÷ impianti eolici, anche flottanti.

19.9.4 La Comunità Energetica Rinnovabile del Porto (CER-P)

Tale modifica culturale ed economica del territorio di Civitavecchia renderà possibile la creazione della prima Comunità Energetica Rinnovabile di un porto italiano, che oltre a decarbonizzare i traffici marittimo/portuali consentirà la creazione di un saldo e duraturo legame socio-culturale con la città.

Solo attraverso la CER-P le iniziative saranno rispettose delle necessità sociali, ambientali ed economiche, vale a dire che la CER-P è necessaria alla sostenibilità delle diverse azioni indicate nel presente DEASP.

19.10 Sostenibilità DEASP

Il presente DEASP contiene un insieme di iniziative che applicate in maniera sinergica possono essere mantenute indefinitamente. Infatti, il DEASP definisce la transizione energetica del porto di Civitavecchia nel quale lo sfruttamento delle risorse, il piano degli investimenti, l'orientamento dello sviluppo tecnologico e le modifiche istituzionali sono tutti in sintonia e valorizzano il potenziale attuale e futuro al fine di far fronte ai bisogni e alle aspirazioni dell'uomo.

Il DEASP prevede uno sviluppo sostenibile della infrastruttura energetica portuale, che riguarda, in modo interconnesso, l'ambito ambientale, quello economico e quello sociale.

Appare evidente che condizione necessaria alla sostenibilità delle diverse iniziative descritte nel presente DEASP, che sinergicamente concorrono alla decarbonizzazione dei traffici marittimo/portuali di Civitavecchia, è la creazione della prima Comunità Energetica Rinnovabile Portuale (CER-P).

Il MiTE, con prot.30632 del 10.03.2022, verificata la coerenza del DEASP con gli indirizzi del PNRR, ha assicurato il finanziamento di alcuni degli interventi per un importo complessivo di €.22.000.000,00. Tali interventi sono prevalentemente posti oltre che alla riduzione delle emissioni di GHG, anche al contenimento dei costi energetici del sistema portuale ed assicurano la creazione di numerosi posti di lavoro.