



ITAL GREEN ENERGY S.R.L.

Sede amministrativa e operativa:
via Baione, 200 - 70043 - Monopoli (BA)

Sede legale:
Isola della Giudecca n. 753/C Venezia

Progetto di conversione a gas naturale
dell'Impianto di Produzione di Energia Elettrica
della Ital Green Energy S.r.l.
di Monopoli (Ba)

Documentazione tecnica

CONSULENTE AMBIENTALE
ESTERNO

Ing. Gianluca INTINI



TECNOLOGIA E AMBIENTE SRL
S.P 237 per Noci, 8
70017 Putignano (BA)
Tel. 0804055162



Amministratore Unico

Sig. Antonio Pecchia
Via Baione, 200
70043 Monopoli (BA)
tel: 080 9302011
fax: 080 6901766
e-mail: energia@gruppomarseglia.com
pec: ige.ambiente@legalmail.com

ITAL GREEN ENERGY S.r.l.
Sede Legale: Isola della Giudecca, 753/C
30133 VENEZIA
Sede Amm. via Baione, 200
70043 MONOPOLI (BA)
Cod. Fisc e P.IVA: 05363500728

ELABORATO

DATA

SCALA

ALLEGATO

Studio di Impatto Ambientale

09/2021

AGGIORNAMENTO

DATA

DESCRIZIONE

AGGIORNAMENTO	DATA	DESCRIZIONE
Rev. 01	09/2023	Integrazione

INDICE

1. INTRODUZIONE	11
2. MOTIVAZIONI E LOCALIZZAZIONE DELL'INTERVENTO	15
3. RISPETTO NORMATIVA E VINCOLI (QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO)	19
3.1 GENERALITÀ.....	19
3.2 PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE ENERGETICA.....	19
3.2.1 Pianificazione e programmazione energetica europea	20
3.2.1.1 Liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica.....	22
3.2.1.2 Piano Strategico Europeo per le tecnologie energetiche (Piano SET).....	23
3.2.1.3 Capacity Market	25
3.2.2 Pianificazione e programmazione energetica nazionale	26
3.2.2.1 La politica energetica nazionale	26
3.2.2.2 Strategia Energetica Nazionale (SEN).....	29
3.2.2.3 Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)	31
3.2.2.4 Decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77	33
3.2.2.5 Quadro strategico 2015-2018 dell'AEEG.....	33
3.2.3 Pianificazione e programmazione energetica regionale	37
3.2.3.1 Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR)	37
3.2.4 Coerenza del progetto con la programmazione energetica	43
3.3 PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE SOCIO-ECONOMICA.....	45
3.3.1 Pianificazione e programmazione europea e nazionale.....	45
3.3.1.1 Il Quadro Strategico Comune dell'UE.....	45
3.3.1.2 Accordo di Partenariato (AdP 2014-2020)	47
3.3.2 Pianificazione e programmazione socio-economica regionale.....	52
3.3.2.1 POR FESR 2014-2020	52
3.3.2.2 DEFR 2021-2023	53
3.3.3 Coerenza del progetto con la programmazione socio-economica	56
3.4 PIANO PAESAGGISTICO TERRITORIALE REGIONALE (PPTR).....	57
3.4.1 Contenuti.....	57
3.4.2 Quadro conoscitivo-quadro interpretativo	58
3.4.3 Progetti territoriali per il paesaggio.....	59
3.4.4 Progetti integrati di paesaggio sperimentali	60
3.4.5 Linee guida.....	60

3.4.6	Gli ambiti di paesaggio	61
3.4.7	Le schede degli ambiti paesaggistici	62
3.4.8	Sezione b 2.2.1 trasformazioni in atto e vulnerabilità della figura territoriale.....	67
3.4.9	Verifica con gli obiettivi di qualità paesaggistica e territoriale.....	68
3.5	PIANO NITRATI (PAN)	73
3.6	PIANO D'ASSETTO IDROGEOLOGICO	76
3.6.1	Contenuti essenziali del PAI.....	77
3.6.2	Analisi del rischio idraulico	78
3.7	PIANO DI TUTELA DELLE ACQUE (PTA).....	79
3.8	ZONIZZAZIONE SISMICA DEL TERRITORIO.....	83
3.9	PIANO REGIONALE DEI TRASPORTI.....	83
3.10	RETE NATURA 2000	85
3.11	PIANO REGIONALE DI QUALITÀ DELL'ARIA	86
3.12	AREE AD ELEVATO RISCHIO DI CRISI AMBIENTALE	89
3.13	PIANO URBANISTICO GENERALE COMUNALE	89
3.14	COERENZA CON I PIANI TERRITORIALI, VINCOLI E TUTELE	91
4.	STATO ATTUALE	94
4.1	ITAL GREEN ENERGY SRL.....	94
4.1.1	IMPIANTO BL1	95
4.1.1.1	Descrizione della linea produttiva.....	96
4.1.1.2	Consumo di combustibile ad altre materie ausiliarie.....	98
4.1.1.3	Consumi idrici.....	99
4.1.1.4	Emissioni in atmosfera	99
4.1.1.5	Rifiuti	103
4.1.1.6	Scarichi acque reflue	103
4.1.1.7	Acque meteoriche.....	103
4.1.1.8	Rumore.....	104
4.1.2	IMPIANTO BL2	104
4.1.2.1	Descrizione della linea produttiva.....	105
4.1.2.2	Consumo di combustibile e altre materie ausiliarie.....	108
4.1.2.3	Consumi idrici.....	110
4.1.2.4	Emissioni in atmosfera	110

4.1.2.5	Rifiuti	112
4.1.2.6	Scarichi acque reflue	112
4.1.2.7	Acque meteoriche	113
4.1.2.8	Rumore	113
4.1.3	IMPIANTO BS1	114
4.1.3.1	Descrizione della linea produttiva	114
4.1.3.2	Consumo di combustibile	118
4.1.3.3	Consumi idrici	118
4.1.3.4	Emissioni in atmosfera	119
4.1.3.5	Rifiuti	120
4.1.3.6	Scarichi acque reflue	121
4.1.3.7	Acque meteoriche	121
4.1.3.8	Rumore	121
4.2	CASA OLEARIA ITALIANA S.P.A.	122
4.2.1	Attività n.6 – COI – IESS – Impianto di essiccazione ed estrazione	123
4.2.1.1	Emissioni in atmosfera essiccazione	127
4.2.2	Attività n. 7 – COI – RF – Raffineria fisica	129
4.2.2.1	Emissioni in atmosfera	131
4.2.3	Attività n.11 – COI – Servizi generali	132
4.2.3.1	Emissioni in atmosfera	135
5.	ANALISI DELLO STATO DELL'AMBIENTE (SCENARIO DI BASE)	138
5.1	FATTORI AMBIENTALI	139
5.1.1	Atmosfera: aria e clima	139
5.1.2	Geologia	151
5.1.3	Acque	157
5.1.4	Biodiversità	170
5.1.5	Suolo, uso del suolo e patrimonio agroalimentare	175
5.1.6	Sistema paesaggistico	177
5.1.7	Popolazione e salute umana	186
5.2	AGENTI FISICI	188
5.2.1	Rumore e vibrazioni	188
5.2.2	Campi elettromagnetici	190
6.	ANALISI DELLA COMPATIBILITÀ DELL'OPERA IN PROGETTO	192
6.1	RAGIONEVOLI ALTERNATIVE	192
6.1.1	Opzione 0: mancata realizzazione della conversione a metano	192

6.1.2	Opzione 1: realizzazione conversione a metano	193
6.2	DESCRIZIONE DEL PROGETTO (QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE)	194
6.2.1	IMPIANTO BL1 – CONFIGURAZIONE DI PROGETTO	194
6.2.1.1	Descrizione della linea produttiva.....	194
6.2.1.2	Impianti ausiliari.....	197
6.2.1.3	Prestazioni impianto e Consumo di combustibile e altre materie ausiliarie.....	201
6.2.1.4	Consumi idrici.....	203
6.2.1.5	Emissioni in atmosfera	203
6.2.1.6	Rifiuti	205
6.2.1.7	Scarichi acque reflue	205
6.2.1.8	Acque meteoriche	206
6.2.1.9	Rumore.....	206
6.2.2	IMPIANTO BL2 – CONFIGURAZIONE DI PROGETTO	206
6.2.2.1	Descrizione della linea produttiva.....	206
6.2.2.2	Impianti ausiliari.....	208
6.2.2.3	Prestazioni impianto e Consumo di combustibile e altre materie ausiliarie.....	214
6.2.2.4	Consumi idrici.....	216
6.2.2.5	Emissioni in atmosfera	216
6.2.2.6	Rifiuti	218
6.2.2.7	Scarichi acque reflue	218
6.2.2.8	Acque meteoriche	219
6.2.2.9	Rumore.....	219
6.2.3	RETE DI DISTRIBUZIONE GAS METANO.....	219
6.2.4	FASE DI CANTIERE	220
6.2.4.1	Sostituzione gruppi motogeneratori BL1	221
6.2.4.2	Sostituzione gruppi motogeneratori BL2	222
6.2.4.3	Adeguamento della rete gas metano interna al sito industriale.....	224
6.2.4.4	Adeguamento della cabina di decompressione della casa olearia italiana.....	225
6.3	CONFRONTO TRA STATO AUTORIZZATO E STATO DI PROGETTO	226
6.3.1	Potenza installata	226
6.3.2	Produzione energetica.....	226
6.3.3	Consumo combustibili	227
6.3.4	Efficienza energetica.....	228
6.3.5	Consumo materie ausiliarie.....	228
6.3.6	Consumi idrici	229
6.3.7	Scarichi idrici.....	230
6.3.8	Emissioni in atmosfera.....	231

6.3.9	Emissioni acustiche.....	234
6.4	INTERAZIONE OPERA – AMBIENTE (QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE)	235
6.4.1	Fattori ambientali.....	235
6.4.1.1	Atmosfera: aria e clima	235
6.4.1.2	Geologia – Suolo/Falda	237
6.4.1.3	Acque	237
6.4.1.4	Biodiversità	238
6.4.1.5	, uso del suolo e patrimonio agroalimentare	239
6.4.1.6	Sistema paesaggistico	240
6.4.1.7	Popolazione e salute umana	240
6.4.2	Agenti fisici	241
6.4.2.1	Rumore e vibrazioni	241
6.4.2.2	Campi elettromagnetici.....	243
6.5	VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI BASATA SU SISTEMA MATRICIALE.....	244
6.5.1	Metodologia di valutazione degli impatti.....	244
6.5.2	Matrice degli impatti	247
6.5.2.1	Emissioni di sostanze inquinanti in atmosfera	247
6.5.2.2	Consumi idrici.....	248
6.5.2.3	Scarichi idrici	248
6.5.2.4	Movimentazione terreni	248
6.5.2.5	Consumi e produzione elettrica	249
6.5.2.6	Emissioni sonore	249
6.5.2.7	Aspetti critici in materia di salute pubblica e sicurezza sul lavoro.....	249
6.5.2.8	Aspetti occupazionali	249
6.5.3	Conclusioni	250
7.	MITIGAZIONI.....	251
7.1	FATTORI AMBIENTALI	251
7.1.1	Atmosfera: aria e clima.....	251
7.1.2	Geologia, acque e suolo.....	252
7.1.3	Sistema paesaggistico.....	254
7.1.4	Biodiversità	254
7.1.5	Popolazione e salute umana.....	254
7.2	AGENTI FISICI	255
7.2.1	Rumore e vibrazioni.....	255
7.2.2	Campi elettromagnetici	255

8. COMPENSAZIONI.....	256
9. PIANO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE	257
10. CONCLUSIONI.....	258
11. BIBLIOGRAFIA	261
ALLEGATI	264
TABELLE DI VALUTAZIONE IMPATTO REV.1	264
Valutazione delle emissioni di CO2 negli assetti ante e post operam	264
STUDIO PREVISIONALE RICADUTE AL SUOLO REV.2.....	264
STUDIO PREVISIONALE IMPATTO ACUSTICO.....	264

INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1: Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili – da PNIEC 2019.....</i>	15
<i>Figura 2: inquadramento territoriale.....</i>	18
<i>Figura 3: Contributo fonti alla produzione di energia elettrica nello scenario obiettivo.....</i>	40
<i>Figura 4: Emissioni di CO₂ per la produzione di energia elettrica</i>	40
<i>Figura 5: Allocazione finanziaria per Obiettivo Tematico e Categoria di regioni.....</i>	50
<i>Figura 6: Ambito "Murgia dei trulli" – Figura 7.2.....</i>	66
<i>Figura 7: struttura idro-geo-morfologica (ortofoto 2019 SIT Puglia) - Gruppo Marseglia.....</i>	69
<i>Figura 8: componenti culturali-insediativi (ortofoto 2019 SIT Puglia) - Gruppo Marseglia.....</i>	73
<i>Figura 9: zone vulnerabili da nitrati ex D.G.R. n.389/2022 (ortofoto 2019 SIT Puglia). In verde le aree vulnerabili ai nitrati.....</i>	76
<i>Figura 10: PAI (ortofoto 2019 SIT Puglia) – Gruppo Marseglia – Gruppo Marseglia.....</i>	79
<i>Figura 11: PTA (ortofoto 2019 SIT Puglia) – Gruppo Marseglia</i>	81
<i>Figura 12: Rischio Sismico – Classificazione sismica del territorio</i>	83
<i>Figura 13: SIC e ZPS – Gruppo Marseglia.....</i>	86
<i>Figura 14: Area di intervento su stralcio planimetrico del PRG di Monopoli.....</i>	90
<i>Figura 15: contesti territoriali urbani esistenti (fonte: GeoData.WebGis (geodatasrl.eu))</i>	91
<i>Figura 16: localizzazione area IGE e sue centrali</i>	95
<i>Figura 17: Centrale BL1 - Schema tipo del sistema di abbattimento delle emissioni</i>	100
<i>Figura 18: - Centrale BL1 – Schema dell’impianto di abbattimento delle emissioni.</i>	101
<i>Figura 19: COI - Attività n. 6- Impianto di essiccazione. Vista laterale</i>	125
<i>Figura 20: COI – Attività n. 6- Impianto di essiccazione. Vista dall’alto</i>	125
<i>Figura 21: temperature dell’aria nell’anno 2019 nell’area in progetto.....</i>	140
<i>Figura 22: giorni di pioggia nel 2019 nell’area in progetto</i>	141
<i>Figura 23: rosa dei venti nell’anno 2019 nell’area in progetto</i>	142
<i>Figura 24: dati centraline monitoraggio qualità dell’aria di Monopoli.....</i>	146
<i>Figura 25: valori medi annui di PM₁₀ (µg/m³) - 2019.....</i>	147
<i>Figura 26: superamenti limite giornaliero di PM₁₀ - 2019.....</i>	147
<i>Figura 27: superamenti limite giornaliero PM₁₀ con e senza avvezioni sahariane - 2019</i>	147
<i>Figura 28: PM₁₀ (µg/m³) - confronto tra medie annuali 2018 e 2019</i>	148
<i>Figura 29: valori medi annui di PM_{2.5} (µg/m³) - 2019.....</i>	148
<i>Figura 30: Stima del trend delle concentrazioni giornaliere di PM_{2.5}, 2010-2019.....</i>	149
<i>Figura 31: valori medi annui di NO₂ (µg/m³) - 2019.....</i>	149

<i>Figura 32: Stima del trend delle concentrazioni giornaliere di NO₂, 2010-2019.....</i>	150
<i>Figura 33: valori medi annui di benzene (µg/m³) – 2019.....</i>	150
<i>Figura 34: massimo della media mobile sulle 8 ore di CO (mg/m³) – 2019.....</i>	151
<i>Figura 35: Foglio 190 della Carta geologica d'Italia in scala 1:100.000.....</i>	152
<i>Figura 36: sezione geologica schematica della Murgia, comprensiva dell'area di Monopoli.....</i>	153
<i>Figura 37: Carta idrogeomorfologica.....</i>	159
<i>Figura 38: campi di esistenza dei corpi idrici sotterranei (PTA – TAV 060100A).....</i>	160
<i>Figura 39: Isopieze e distribuzione del coeff. di permeabilità dell'acquifero carbonatico.....</i>	161
<i>Figura 40: distribuzione della ricarica media annua (PTA – TAV 070200).....</i>	162
<i>Figura 41: Isopieze (1997) e indicazione dei pozzi AQP e dei pozzi spia in Monopoli.....</i>	163
<i>Figura 42: distribuzione media dei carichi piezometrici (PTA Puglia).....</i>	164
<i>Figura 43: con ubicazione dei pozzi esaminati nell'analisi del chimismo delle acque.....</i>	165
<i>Figura 44: stima dei carichi di fosforo nei bacini idrografici (PTA – TAV 040303).....</i>	166
<i>Figura 45: stima dei carichi di BOD nei bacini idrografici (PTA – TAV 040301).....</i>	167
<i>Figura 46: stima dei carichi di azoto nei bacini idrografici (PTA – TAV 040302).....</i>	167
<i>Figura 47: vulnerabilità degli acquiferi carsici con fattore "p" (PTA – TAV 080400).....</i>	168
<i>Figura 48: contenuto salino degli acquiferi carsici della murgia (PTA – TAV 090101).....</i>	169
<i>Figura 49: aree vulnerabili alla contaminazione salina (PTA Puglia).....</i>	169
<i>Figura 50: Popolazione residente a Monopoli al 1° gennaio 2017, 2018, 2019, 2020 (ISTAT). ...</i>	187
<i>Figura 51: indice di vecchiaia nel comune di Monopoli e in Puglia (ISTAT).</i>	187
<i>Figura 52: stralcio del PUG/S.....</i>	189
<i>Figura 53: stralcio Tavola 2A-PZA_dic-2015 – Piano di Zonizzazione Acustica di Monopoli.....</i>	190
<i>Figura 54: sorgenti e distribuzione campo elettromagnetico (PZE Comune di Monopoli 2013)....</i>	191
<i>Figura 55: BL1 – Schema tipo del motore endotermico a gas naturale.....</i>	196
<i>Figura 56: BL1 – Sistema di lubrificazione e raffreddamento.....</i>	197
<i>Figura 57: BL1 – Sistema di raffreddamento ad acqua dei motori.....</i>	198
<i>Figura 58: BL1 – Immagine illustrativa dell'impianto di abbattimento delle emissioni.....</i>	204
<i>Figura 59: BL2 – Schema tipo del motore endotermico a gas naturale.....</i>	208
<i>Figura 60: BL2 – Sistema di lubrificazione e raffreddamento.....</i>	209
<i>Figura 61: BL2 – Sistema di raffreddamento ad acqua dei motori.....</i>	210
<i>Figura 62: BL1 – Prospetto con moduli da rimuovere.....</i>	221
<i>Figura 63: BL2 - Moduli da rimuovere.....</i>	223
<i>Figura 64: Pipe rack.....</i>	225

INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1: Traiettorie degli obiettivi regionali, dalla situazione iniziale al 2020</i>	28
<i>Tabella 2: efficienza elettrica netta IGE</i>	43
<i>Tabella 3: verifica della coerenza con la programmazione energetica</i>	43
<i>Tabella 4: verifica della coerenza con la programmazione socio-economica.....</i>	56
<i>Tabella 5: informazioni catastali IGE.....</i>	74
<i>Tabella 6: Distribuzione dei comuni nel Piano Regionale Qualità dell’Aria</i>	88
<i>Tabella 7: Misure per il comparto industriale.....</i>	89
<i>Tabella 8: verifica della coerenza con la pianificazione territoriale</i>	91
<i>Tabella 9: BL1 – Parametri monitoraggio emissioni e limiti AIA</i>	102
<i>Tabella 10: BL2 – Parametri monitoraggio emissioni e limiti AIA</i>	111
<i>Tabella 11: BS1 – Parametri monitoraggio emissioni e limiti AIA.....</i>	120
<i>Tabella 12: Impianto di essiccazione COI – RTO - consumi energetici indicativi.....</i>	129
<i>Tabella 13: Essiccazione - Parametri monitoraggio e limiti AIA COI</i>	129
<i>Tabella 14: Raffineria fisica COI Parametri di monitoraggio emissioni e limiti AIA</i>	132
<i>Tabella 15: Servizi generali EC1–COI e EC4-COI - Parametri di monitoraggio e limiti AIA</i>	135
<i>Tabella 16: Servizi generali COI – EC7–COI - Parametri monitoraggio emissioni e limiti AIA</i>	135
<i>Tabella 17: Servizi generali COI – EC8–COI - Parametri monitoraggio emissioni e limiti AIA</i>	136
<i>Tabella 18: Servizi generali COI – EC19-COI - Parametri monitoraggio emissioni e limiti AIA</i>	136
<i>Tabella 19: Servizi generali COI – EC20-COI – Parametri di monitoraggio e limiti AIA</i>	137
<i>Tabella 20: temperature nel 2019 nell’area in progetto</i>	140
<i>Tabella 21: precipitazioni nel 2019 nell’area in progetto</i>	141
<i>Tabella 22: venti nel 2019 nell’area in progetto.....</i>	142
<i>Tabella 23: parametri chimico-fisici-idrogeologici del pozzo M295</i>	166
<i>Tabella 24: limite di immissione del rumore</i>	189
<i>Tabella 25: BL1 – Prestazioni e consumi centrale a gas naturale.....</i>	202
<i>Tabella 26: BL1 – Consumo materie prime ausiliarie nella configurazione di progetto</i>	202
<i>Tabella 27: BL1 – Emissioni nella configurazione di progetto (E2-IGE, E3-IGE, E4-IGE).....</i>	203
<i>Tabella 28: BL1 – Concentrazioni limite degli inquinanti nella configurazione di progetto.....</i>	204
<i>Tabella 29: BL2– Prestazioni e consumi centrale a gas naturale.....</i>	215
<i>Tabella 30: BL2 – Consumo materie prime ausiliarie nella configurazione di progetto</i>	216
<i>Tabella 31: BL2 – Emissioni nella configurazione di progetto (E5-IGE ÷ E10-IGE)</i>	217
<i>Tabella 32: BL2 – Concentrazioni limite degli inquinanti nella configurazione di progetto.....</i>	217
<i>Tabella 33: potenza termica installata attuale Vs di progetto</i>	226

<i>Tabella 34: produzione di energia elettrica attuale Vs di progetto</i>	<i>227</i>
<i>Tabella 35: consumo combustibili attuale Vs di progetto</i>	<i>227</i>
<i>Tabella 36: efficienza elettrica netta attuale Vs di progetto.....</i>	<i>228</i>
<i>Tabella 37: Impianto BL1 – Consumo materie prime ausiliarie attuale Vs di progetto.....</i>	<i>229</i>
<i>Tabella 38: Impianto BL2 – Consumo materie prime ausiliarie attuale Vs di progetto.....</i>	<i>229</i>
<i>Tabella 39: Impianto BL1+BL2 – Consumo materie prime ausiliarie attuale Vs di progetto</i>	<i>229</i>
<i>Tabella 40: Impianto BL1 + BL2 – Consumo idrico attuale Vs di progetto.....</i>	<i>230</i>
<i>Tabella 41: Impianto BL1+BL2 – Scarico idrico attuale Vs di progetto</i>	<i>230</i>
<i>Tabella 42: emissioni in atmosfera attuali allo stato attuale per BL1 e BL2.....</i>	<i>231</i>
<i>Tabella 43: proposta limiti di emissione di progetto per BL1 E BL2.....</i>	<i>233</i>
<i>Tabella 44: riepilogo dei livelli di rumorosità previsti ai confini dell'azienda</i>	<i>242</i>
<i>Tabella 45: Scala cromatica utilizzata per la taratura del modello.....</i>	<i>244</i>
<i>Tabella 46: Scala cromatica utilizzata per valutare la probabilità degli impatti</i>	<i>245</i>
<i>Tabella 47: Scala cromatica utilizzata per valutare la positività/gravità degli impatti.....</i>	<i>245</i>
<i>Tabella 48: Scala cromatica per valutare la significatività negativa/positiva degli impatti.....</i>	<i>246</i>
<i>Tabella 49: Scala cromatica utilizzata per valutare la durata degli impatti</i>	<i>246</i>
<i>Tabella 50: Quantificazione dell'impatto ambientale dell'opera.....</i>	<i>250</i>

1. INTRODUZIONE

La Società Ital Green Energy Srl (denominata nel prosieguo anche semplicemente come "IGE") è ubicata nell'area industriale di Monopoli (BA), in via Baione n. 200, nel sito del Gruppo Industriale Marseglia, del quale fa parte unitamente ad altre società del gruppo, tra le quali Casa Olearia italiana S.p.A. (nel prosieguo anche semplicemente "COI").

IGE produce energia elettrica da fonti rinnovabili (biomasse solide e liquide) tramite una centrale termoelettrica alimentata a biomasse solide (**BS1**), due centrali termoelettriche alimentate a biomasse liquide (**BL1** e **BL2**) e un impianto fotovoltaico. COI si occupa della lavorazione di oli vegetali (raffinazione e imbottigliamento) e valorizzazione di sottoprodotti del comparto oleario (sansa vergine). In considerazione della interconnessione funzionale tra le due società, con Decreto Ministeriale n.331/2016 è stata concessa un'unica Autorizzazione Integrata Ambientale a entrambe le società, di recente rinnovata con **D.M. n. 323 del 1° settembre 2022**, a seguito di procedura di riesame con valenza di rinnovo.

La centrale BL1, costituita da n. 3 motogeneratori inizialmente di potenza inferiore a 50 MWt, è stata autorizzata alla costruzione e all'esercizio ex D.P.R. 208/1999 con Determinazione Dirigenziale della Provincia di Bari n.26 del 8 aprile 2003 e le sue emissioni in atmosfera sono state inizialmente autorizzate ex D.P.R. 203/88 con Determina Dirigente Settore Ecologia della Regione Puglia n.19 del 29 gennaio 2003, stante l'esclusione dalla procedura di verifica di assoggettabilità a VIA poiché la potenzialità termica era inferiore a 50MWt. Con atto Dirigenziale della Regione Puglia n.595 del 21 dicembre 2005, unitamente all'autorizzazione della centrale BL2, è stato acquisito il parere favorevole per l'incremento di potenza di BL1, che ora è da **57 MWt**.

La centrale BL2 è invece costituita da n. 6 motogeneratori, da circa **118 MWe** complessivi, ed è stata sottoposta a verifica di non assoggettabilità a VIA, **conclusi favorevolmente** con Determina del Dirigente del Settore Ecologia della Regione Puglia n.311 n. 22 del luglio 2005. In tale occasione è stato anche acquisito il parere favorevole sull'ampliamento di potenzialità dei generatori dell'impianto BL1 ad oltre i 50MWt.

La centrale BL2 è stata autorizzata con Autorizzazione Unica ex D.Lgs. n.387/2003, rilasciata dalla Regione Puglia con il sopraccitato Atto Dirigenziale n.595 del 21 dicembre 2005.

A seguito del rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale n. 331 del 23 novembre 2016, l'Autorizzazione Unica è stata aggiornata con **Atto Dirigenziale n. 72 del 21 giugno 2017**.

Oggetto del presente Studio di Impatto Ambientale è il **progetto di conversione a gas metano delle sopraccitate centrali termoelettriche BL1 e BL2, mediante la sostituzione degli esistenti motogeneratori alimentati a bioliquidi.**

Il procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale, fa parte dell'endoprocedimento di Autorizzazione Unica ai sensi della Legge n.55/2002, già avviato presso il Ministero Competente in data 08/10/2019.

A esclusione del tipo di combustibile utilizzato e alla riduzione del massimo di ore di funzionamento annuale, per entrambe le centrali **il ciclo di produttivo rimarrà sostanzialmente invariato rispetto all'autorizzato.**

Con questo Studio di Impatto Ambientale si forniscono tutte le informazioni utili in merito alle possibili interferenze con le componenti ambientali delle attività di cantiere e di esercizio, correlate alla realizzazione del progetto. In particolare, si descriverà lo stato attuale e di progetto degli impianti di IGE e lo stato attuale delle attività di COI **che producono emissioni in atmosfera da processi di combustione e quindi simili a quelle di IGE.** Per queste tipologie di attività di COI **sono stati valutati gli impatti cumulativi delle emissioni in atmosfera.** Anche per la componente rumore è stato valutato l'impatto cumulativo nel sito industriale in cui sono inserite le centrali termoelettriche BL1 e BL2.

Per la descrizione delle altre attività di Casa Olearia Italiana S.p.A. e **per maggiori dettagli su scarichi, gestione dei rifiuti e gestione delle acque meteoriche, che non subiranno alcuna modifica rispetto a quanto autorizzato, si rimanda all'AIA D.M. n.323/2022.**

Il progetto di conversione a gas metano proposto si inserisce nella politica **del Capacity Market,** approvata nel giugno 2019 con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 28 giugno 2019, a seguito di parere favorevole della Commissione Europea e dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) C 4509/2019.

Il Capacity Market è un importantissimo strumento per assicurare l'adeguatezza della capacità di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e creare una disponibilità di generazione tale da soddisfare strutturalmente i consumi attesi di energia elettrica, più gli indispensabili margini di riserva di potenza.

Grazie a questa iniziativa, annualmente TERNA indice un'asta con la quale chiede la messa a disposizione di capacità di produzione di energia, alle aste possono partecipare anche gli impianti di nuova realizzazione o ripotenziati. I partecipanti indicano la potenza che possono annualmente mettere a disposizione e il relativo costo. In questo modo si può sopperire a eventuali necessità dovute, ad esempio, alla non programmabilità dell'energia da fonte rinnovabile.

Ital Green Energy srl ha partecipato all'asta del 2023 per capacità nuova non autorizzata, relativa al quindicennio 2023 -2037, aggiudicandosela per 52 MW (21 MW per i 3 motori di BL1 e 31 MW per 2 motori di BL2).

Il progetto proposto è finalizzato a rispondere alla futura crescente esigenza di dotare il parco termoelettrico nazionale di una adeguata riserva di potenza. Ciò consentirà di sopperire tempestivamente ai fabbisogni del sistema elettrico nelle emergenze dovute al sempre maggior utilizzo di fonti rinnovabili (solare ed eolico) che, a causa della loro non programmabilità, potrebbero portare a scompensi tra produzione e consumo di energia elettrica.

Favorendo lo sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili, il progetto comporterà un miglioramento a livello nazionale delle emissioni climalteranti. Inoltre, grazie alla riduzione del numero di ore massimo di funzionamento rispetto all'attualità, permetterà anche una riduzione delle emissioni in atmosfera specifiche di Ital Green Energy srl e quindi dell'impatto sulla salute.

I nuovi motori endotermici a gas naturale e annesse componenti ausiliarie che IGE intende installare, avendo dimensioni e pesi paragonabili a quelli attualmente in esercizio, verranno posizionati sui basamenti esistenti delle due centrali, già dotati di tutte le strutture, opere e servizi funzionali all'esercizio. La conversione, quindi, non richiederà realizzazione di nuove opere edilizie, demolizione di opere esistenti né scavi, riporti o espropri.

Per la fornitura di metano non sarà necessario eseguire lavori all'esterno dell'area, in quanto è già disponibile un punto di allaccio alla rete SNAM in grado di fornire la portata richiesta al funzionamento dei nuovi motori. Le uniche opere necessarie, da eseguire all'interno del sito, consisteranno nell'upgrade della cabina e nell'aggiunta di una nuova linea di distribuzione metano, da posizionare nella già esistente pipe rack parallelamente alla rete di distribuzione esistente.

Non saranno neanche necessari interventi sulla linea elettrica, in quanto IGE dispone già di una cabina di trasformazione da 150 kV allacciata alla linea TERNA, essendo la potenza elettrica di progetto paragonabile a quella massima che può essere prodotta con l'alimentazione a bioliquidi, in base all'autorizzazione vigente.

Per la redazione del presente Studio di Impatto Ambientale si è tenuto conto di quanto stabilito dalla normativa comunitaria, nazionale e regionale in materia di Valutazione di Impatto Ambientale. I criteri seguiti nella redazione del documento, l'articolazione dei contenuti e la documentazione fornita coincidono con quanto indicato all'art. 19, Parte Seconda, Titolo I del D.Lgs. 152/2006, così come recentemente modificato dal D.Lgs. 104/2017, e a quanto

disposto dall'Allegato IV-bis del citato decreto. L'elaborato è stato redatto considerando anche le nuove **Linee Guida SNPA 2020**¹ che, seppure non ancora rese vincolanti da apposito decreto, sono state prese in riferimento, quantomeno per le questioni più rilevanti connesse al progetto.

In particolare lo studio riporta:

- la descrizione del progetto comprese, in particolare:
 - a) la descrizione delle caratteristiche fisiche dell'insieme del progetto;
 - b) la descrizione della localizzazione delle opere, in particolare per quanto riguarda la sensibilità ambientale delle aree geografiche che potrebbero essere interessate.
- la descrizione dei fattori ambientali sui quali la conversione potrebbe avere un impatto rilevante.
- la descrizione di tutti i possibili effetti rilevanti sull'ambiente, nella misura in cui le informazioni su tali effetti siano disponibili, risultanti da:
 - a) le emissioni previste e la produzione di rifiuti, ove pertinente;
 - b) l'uso delle risorse naturali, suolo, territorio, acqua e biodiversità, in particolare.

Dall'analisi vincolistica, aggiornata alle più recenti normative di pianificazione regionale e comunale, è risultata **l'assenza sia di Siti Rete Natura 2000, sia di aree sottoposte a vincolo paesaggistico**, per tale motivo **non è stata redatta né la Valutazione di Incidenza, né la Relazione Paesaggistica**.

Non essendo previste attività di scavo e riporti, non è stata redatta la Relazione sulla gestione delle terre e rocce.

¹ Valutazione di impatto ambientale. Norme tecniche per la redazione degli Studi di Impatto Ambientale. SNPA 2020;

2. MOTIVAZIONI E LOCALIZZAZIONE DELL'INTERVENTO

Il nuovo progetto che Ital Green Energy S.r.l. intende proporre, ossia la conversione a gas metano dei propri motogeneratori, si pone l'obiettivo di rispondere alla futura crescente esigenza di dotare il parco termoelettrico nazionale di un sufficiente livello di riserva di potenza. Tanto al fine di sopperire tempestivamente ai fabbisogni del sistema elettrico nelle emergenze correlate a eventi atmosferici e climatici estremi o a scompensi tra produzione e consumo di energia elettrica, determinati dal crescente peso specifico della generazione da fonti rinnovabili, per loro natura non programmabili.

La rapidissima recente evoluzione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, per sua natura discontinua, fluttuante e non programmabile, richiede al sistema elettrico nazionale di disporre di fonti energetiche di tipo "tradizionale" che possano integrare adeguatamente le necessità energetiche del paese permettendo di mantenere sicura e affidabile l'operatività della Rete di trasmissione Nazionale.

L'attuale generazione rinnovabile copre oggi circa il 35% della domanda annuale di energia elettrica sull'intero territorio nazionale, con previsioni di forte crescita, fino al 55%, con orizzonte 2030, come previsto dalla strategia energetica nazionale stabilita nel 2019 dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).

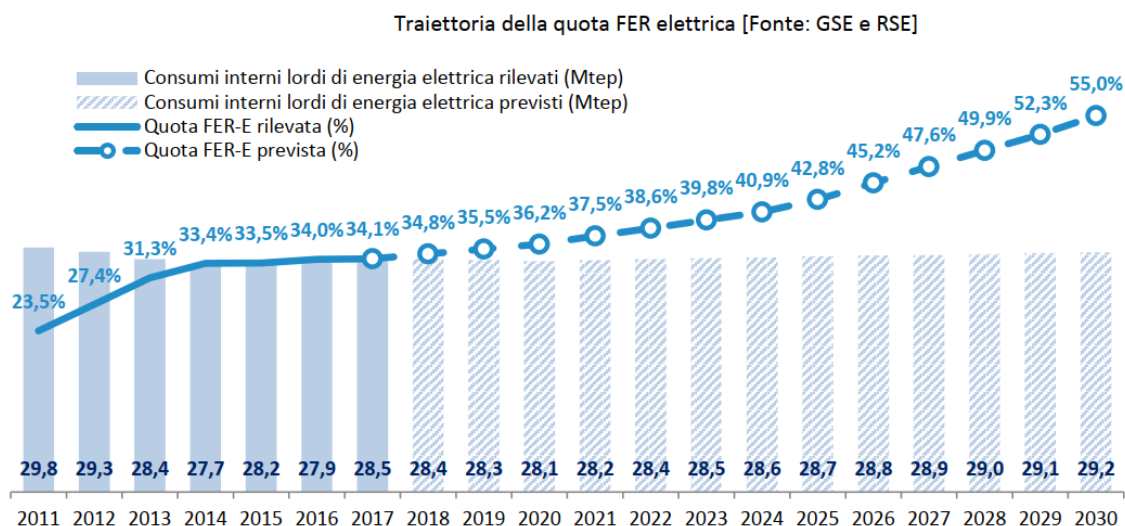


Figura 1: Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili – da PNIEC 2019

Per andare incontro agli obiettivi previsti dal PNIEC, accelerare il processo di decarbonizzazione e quindi incentivare la produzione di energia elettrica a partire da fonti rinnovabili, è necessario disporre di una capacità residua di energia prodotta da gas.

La concretizzazione di tale obiettivo è subordinata alla realizzazione di impianti sostitutivi nuovi e moderni, con caratteristiche di altissima flessibilità, modulabilità ed efficienza, per garantire la continuità del servizio, in sicurezza ed economia, con modalità di esercizio non di base, ma di integrazione, nelle ore dell'anno durante le quali la produzione da fonti rinnovabili non è in grado di soddisfare la domanda del sistema elettrico. **In tale contesto si colloca l'intervento proposto per gli impianti di Ital Green energy S.r.l. di Monopoli.**

I nuovi motori endotermici, saranno in grado di rispondere in tempi brevi, con elevate efficienza elettrica (circa il 47%), flessibilità e modulabilità di funzionamento (i motori possono essere eserciti in modo indipendente l'uno dall'altro) alle richieste del mercato energetico.

La rilevanza e urgenza del progetto proposto sono testimoniati dal fatto che il sistema nazionale si presenta già oggi strutturalmente in deficit, come dimostrato dalle recenti richieste di Terna, finalizzate a ripristinare la produttività di centrali spente e in fermata prolungata. Tanto anche tenendo conto che, secondo il Piano di Sviluppo Terna, nei prossimi anni è prevista la chiusura di altri impianti termoelettrici "convenzionali". Infatti, come chiarito dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE), il settore elettrico nazionale è interessato da qualche anno da rischi crescenti di inadeguatezza e di interruzione della erogazione del servizio elettrico in vaste aree del Paese. Negli ultimi anni si è registrata una consistente riduzione della capacità programmabile disponibile per il sistema elettrico. Dal 2012 a oggi ci sono state dismissioni per circa 20 GW con una drastica riduzione delle risorse necessarie a Terna per gestire in sicurezza il sistema, anche in condizioni meteo estreme, oltre al concomitante basso contributo dell'import dai Paesi vicini. In più, la chiusura al 2025 degli impianti a carbone per altri 7 GW prevista dal PNIEC, comporterà un'ulteriore contrazione delle risorse programmabili utili al sistema e un deterioramento delle condizioni di adeguatezza.

La generazione da fonti rinnovabili può dare un apporto importante ma la non programmabilità e soprattutto la non disponibilità con continuità della risorsa naturale, come ad esempio l'irradiazione solare nelle ore serali, è tuttora un limite importante.

Pertanto, gli impianti di generazione programmabile, come quello che intende realizzare Ital Green Energy S.r.l., sono destinati a svolgere un ruolo prevalente nell'ambito dei servizi di rete, ovvero nella regolazione di frequenza e di tensione, con un numero ridotto di ore di funzionamento, mentre la copertura dei consumi finali sarà assicurata sempre più dalla generazione da fonti rinnovabili (come sopra citato il PNIEC ha previsto la crescita della produzione di energia da fonti rinnovabili da circa il 35% sino al 55% per il 2030).

Ciò evidenzia ulteriormente e inequivocabilmente come già nel breve e, a maggior ragione, nel medio e lungo termine saranno necessari impianti nuovi, efficienti, flessibili, modulabili, capaci di contribuire

alla sicurezza del sistema elettrico, come quello proposto per il sito di Monopoli, dove è stata già maturata una forte esperienza con la tecnologia produttiva basata sui motogeneratori.

In questo scenario si inserisce il già citato Decreto Ministeriale del 28 giugno 2019 sulla "Disciplina del mercato della capacità" (Capacity Market), avallata dalla Commissione Europea e dall'ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente), alla quale la società ha aderito collocandosi tra i soggetti assegnatari dell'Asta Madre per il periodo di assegnazione di capacità disponibile (CDP) per Unità di Produzione Nuova non autorizzata, relativo all'anno 2023.

Tale disciplina si inserisce nel quadro più ampio di interventi finalizzati a rendere i mercati dell'energia elettrica più efficienti, aperti alla partecipazione di tutte le risorse, con particolare attenzione all'integrazione della generazione da fonti rinnovabili, dei sistemi di accumulo e della gestione della domanda, che fornirà un contributo fondamentale per gestire in sicurezza la transizione ad un sistema energetico decarbonizzato.

In altri termini, senza l'attuazione del Capacity Market e quindi senza la realizzazione di progetti come quello in esame, non sarà possibile attuare il PNIEC e cioè raggiungere l'obiettivo di dismissione della capacità a carbone al 2025, né quello della crescita ulteriore della generazione da fonti rinnovabili (+12 GW al 2025), assicurando al contempo l'adeguatezza del sistema e la sicurezza delle forniture.

In conclusione, quindi, senza il *Capacity Market*, si avrebbero:

- minori benefici ambientali in termini di riduzione delle emissioni di CO₂ e di altri inquinanti;
- aumento del numero di ore a rischio di disalimentazione del carico, con i connessi costi correlati all'energia non fornita.

In definitiva, il progetto in esame di conversione a gas metano delle centrali termoelettriche BL1 e BL2 di Ital Green Energy S.r.l contribuisce al perseguimento degli obiettivi del PNIEC e alle finalità di decarbonizzazione ivi fissate, ciò è possibile infatti solo mediante l'utilizzo di fonti fossili poco impattanti, come il metano, che risulta il solo in grado di sopperire alla discontinuità delle fonti rinnovabili.

Il criterio guida del progetto di conversione proposto è di preservare il più possibile la struttura impiantistica esistente, utilizzare gli impianti ausiliari già presenti, migliorare le prestazioni ambientali e sostanzialmente incrementare l'efficienza energetica.

L'insediamento di IGE è ubicato nella zona industriale del comune di Monopoli, Città Metropolitana di Bari, a circa 40 chilometri a Sud da Bari, all'interno di un'area di proprietà del Gruppo Marseglia.



Figura 2: inquadramento territoriale

All'interno del sito, oltre a Ital Green Energy Srl sono insediate anche altre società produttive afferenti allo stesso gruppo industriale: Casa Olearia Italiana Spa e Ital Bi Oil Srl.

L'opificio è ubicato in direzione est a più di un chilometro in linea d'aria dal centro abitato di Monopoli e da altri insediamenti abitativi all'esterno del centro abitato in direzione nord.

Dall'analisi della carta dell'uso del suolo della Regione Puglia si riscontra che, in un raggio di 1,5 km in direzione nord ed est è presente un territorio fortemente urbanizzato in cui le aree residue presenti sono comunque destinate allo sviluppo urbanistico futuro della città, sotto il profilo urbanistico e residenziale.

In direzione sud e ovest, invece, il territorio è prevalentemente di tipo agricolo con la presenza di seminativi e colture da frutto permanenti (uliveti, vigneti e frutteti).

La localizzazione del sito è riportata nelle tavole allegate al presente documento.

3. RISPETTO NORMATIVA E VINCOLI (QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO)

3.1 GENERALITÀ

Il presente capitolo fornisce gli elementi conoscitivi sulle relazioni tra l'opera in progetto e gli atti di legislazione, pianificazione, programmazione territoriale e settoriale vigenti, ai diversi livelli (nazionale, regionale, locale) e sugli eventuali riflessi, in termini sia di vincoli che di opportunità, sul sistema economico e territoriale.

In questo ambito si provvede all'analisi delle finalità e delle motivazioni strategiche dell'opera e all'analisi delle modalità con cui soddisfa la domanda esistente, anche alla luce delle trasformazioni in corso a livello locale e allo stato di attuazione della pianificazione.

L'area di intervento è stata inquadrata rispetto al sistema di pianificazione e programmazione territoriale nazionale, regionale, provinciale e locale, al fine di evidenziare le coerenze, le compatibilità e le conformità con gli strumenti di pianificazione vigenti a pieno titolo o vigenti in regime di salvaguardia, considerando, altresì, gli indirizzi contenuti in strumenti di pianificazione in corso di approvazione, se ritenuti di interesse.

Sono inoltre analizzati i vincoli territoriali, ambientali e paesaggistici derivanti dalla normativa comunitaria, nazionale, regionale, di bacino e locale insistenti sul territorio, al fine di evidenziare le coerenze, le compatibilità e le conformità dell'intervento in progetto con il regime vincolistico.

3.2 PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE ENERGETICA

A livello globale, il 4 novembre 2016 è entrato in vigore l'Accordo di Parigi, negoziato nella capitale francese dal 30 novembre al 12 dicembre 2015 durante la XXI Conferenza delle Parti della Convenzione sui cambiamenti climatici dell'UNFCCC (COP 21) dai 195 Paesi che vi hanno partecipato.

L'Accordo rappresenta la prosecuzione del cammino intrapreso dalla comunità internazionale con il Protocollo di Kyoto del 1997 e costituisce un passo importante nelle politiche internazionali sulla lotta ai cambiamenti climatici, in quanto fissa un obiettivo ambizioso per il mantenimento dell'aumento medio della temperatura mondiale nettamente al di sotto dei 2°C, puntando addirittura a non superare il valore di 1,5°C, soglia ritenuta idonea per la mitigazione significativa dei rischi e degli impatti derivanti dai cambiamenti climatici. L'accordo di Parigi è caratterizzato da un'ampia partecipazione, soprattutto se confrontato con il precedente Protocollo di Kyoto e dal fatto che gli Stati che aderiscono si impegnano con una serie di azioni e target nazionali che verranno monitorati attraverso un attento sistema di governance.

Oltre al tema ambientale, l'accordo raggiunto durante la COP21 riconosce gli aspetti sociali della lotta al cambiamento climatico (lotta alla povertà, sicurezza alimentare legata alla vulnerabilità dei sistemi di produzione alimentare, diritto alla salute, ecc.). Invita i paesi sviluppati a prendere la leadership nella promozione di stili di vita e modelli di consumo e produzione sostenibili. Infine, l'accordo riconosce l'importanza del concetto di "giustizia climatica".

In questo senso, l'Unione Europea procede da oltre un decennio nella direzione della sostenibilità energetica, sia in termini di indipendenza da approvvigionamenti soggetti all'influenza di cambiamenti geopolitici, sia in termini più marcatamente improntata alla riduzione degli impatti ambientali legati alla produzione ed al consumo di energia.

3.2.1 Pianificazione e programmazione energetica europea

Le priorità della politica energetica dell'Unione Europea sono indicate nel Libro Verde sull'energia pubblicato dalla Commissione Europea nel 2006. Esse sono:

- garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici (security of supply);
- limitare la dipendenza dalle importazioni di idrocarburi (competitiveness);
- coniugare le politiche energetiche con il contrasto al cambiamento climatico (sustainability).

Alla luce di queste priorità, il 10 gennaio 2007 la Commissione ha definito un pacchetto integrato di misure – il cosiddetto "pacchetto energia" – che istituisce la Politica energetica europea. Le proposte della Commissione sono state appoggiate dai capi di stato e di governo dell'Unione i quali, in occasione del Consiglio Europeo del marzo 2007, hanno ufficialmente lanciato la cosiddetta strategia del "20-20-20 entro il 2020". Più esattamente, si vogliono raggiungere, entro il 2020, i seguenti risultati:

- riduzione delle emissioni di CO₂ del 20% rispetto ai livelli del 1990;
- riduzione dei consumi di energia primaria del 20% rispetto al valore tendenziale per il 2020;
- incremento della percentuale complessiva delle energie rinnovabili, portandola a circa il 20% del consumo totale di energia dell'UE (per raggiungere questo obiettivo si è deciso anche che ogni Paese dell'Unione debba aumentare del 10% l'uso di biocarburanti nel settore dei trasporti entro il 2020).

Tali obiettivi sono stati successivamente implementati nelle normative nazionali dagli Stati Membri.

La Commissione Europea ha sviluppato, inoltre, un importante strumento di natura volontaria per gli Enti Locali per la promozione degli obiettivi del "20-20-20": il cosiddetto "Patto dei Sindaci". Questa iniziativa impegna le città europee a ridurre di almeno il 20% le proprie emissioni di gas serra al 2020

attraverso l'attuazione di un Piano di Azione per l'Energia Sostenibile (PAES). I Comuni firmatari si impegnano in particolare a preparare un Inventario Base delle Emissioni (Baseline) come punto di partenza per il PAES e a presentare piani di monitoraggio e valutazione delle azioni intraprese. Gli impegni assunti con la sottoscrizione del Patto dei Sindaci sono vincolanti.

Successivamente, nel 2011, la Commissione ha definito nella tabella di marcia verso un'economia competitiva a basse emissioni di carbonio nel 2050, attraverso la Roadmap 2050 il cui principale obiettivo è la riduzione, entro il 2050, delle emissioni di gas serra da 80 a 95% rispetto ai livelli del 1990.

Nel 2016, la Commissione Europea ha presentato una serie di proposte legislative note sotto il nome di Clean Energy Package, volte a rivedere le politiche europee in materia di energia e clima coerentemente con gli impegni derivanti dall'Accordo di Parigi e con la Roadmap europea al 2050. Il I Pacchetto, costituito da otto atti legislativi, è stato formalmente approvato da Parlamento e Consiglio Europeo e pubblicato Gazzetta Ufficiale EU in nel corso del 2018 e 2019.

Il Clean Energy Package, oltre a stabilire e aggiornare le norme di funzionamento del sistema elettrico comunitario, stabilisce gli obiettivi in materia di fonti rinnovabili ed efficienza energetica al 2030:

- contributo delle fonti rinnovabili ai consumi finali di energia pari al 32% entro il 2030. Non viene indicata la declinazione di tali obiettivi a livello settoriale o di Stato Membro, ma si lascia a ciascun Paese tale compito;
- riduzione dei consumi finali di energia al 2030 pari al 32,5% e introduzione di un sistema di risparmio di energia finale in capo agli operatori pari allo 0,8% annuo a partire dal 2021 e rispetto alla media dei consumi finali del triennio 2016-2018.

Gli Stati Membri devono indicare il proprio contributo a tali obiettivi e le misure che intendono mettere in atto, tramite la presentazione dei Piani Nazionali Integrati Energia e Clima e un attento sistema di monitoraggio periodico di cui la Commissione Europea sarà partecipe.

Per quanto riguarda la regolamentazione europea di dettaglio sul contenimento delle emissioni di gas serra, con la direttiva 2003/87/CE la Commissione europea ha istituito un sistema per lo scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra (modificato successivamente con la Direttiva 2009/29/CE, che lo perfeziona, e dal Piano Triennale di Attuazione del PER 2017-2019, che lo estende), *"al fine di promuovere la riduzione di dette emissioni secondo criteri di validità in termini di costi e di efficienza economica"*.

Il sistema ETS (Emission Trading System) europeo è di tipo cap-and-trade, ovvero fissa un limite massimo (cap) per le emissioni di CO₂ generate dai circa 10.000 impianti industriali più energivori europei (dei quali circa 1.400 situati in Italia) che ricadono nel campo di applicazione della direttiva, e

che sono responsabili del 50% delle emissioni di CO₂ europee. Agli operatori è lasciata la libertà di scegliere se adempiere all'obbligo di riduzione delle proprie emissioni oppure acquistare da altri i diritti di emissione necessari per gestire il proprio impianto, qualora questi ne posseggano in eccesso rispetto alle loro necessità. A partire dal 2013, i diritti di emissione vengono assegnati principalmente tramite aste centralizzate a livello europeo, con eccezioni previste per alcuni settori esposti a livelli elevati di competizione internazionale (ai quali una parte delle quote di emissione viene assegnata a titolo gratuito).

La direttiva 2018/410/CE ha successivamente aggiornato il sistema di emission trading, stabilendo quanto segue:

- per ottemperare in maniera economicamente efficiente all'impegno di abbattere le emissioni di gas serra della Comunità rispetto ai livelli del 1990, le quote di emissione assegnate a tali impianti dovrebbero essere, nel 2030, inferiori del 43% rispetto a quanto registrato per gli stessi impianti nel 2005;
- a decorrere dal 2021 un decremento annuo lineare pari al 2,2% delle emissioni di CO₂; un meccanismo di aggiustamento del quantitativo di quote in circolazione finalizzato ad assorbire l'eccesso di offerta;
- l'istituzione del Fondo Innovazione per il finanziamento di tecnologie low carbon e del Fondo Modernizzazione per modernizzazione i sistemi energetici di 10 Stati Membri caratterizzati da situazioni economiche peggiori rispetto alla media UE.

Il progetto proposto da IGE contribuisce senz'altro a raggiungere gli obiettivi del COP21 e alle azioni che l'Italia dovrà intraprendere per garantire la sua partecipazione a quanto proposto nell'accordo.

3.2.1.1 Liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica

Il Clean Energy Package ha aggiornato gran parte della regolamentazione europea relativa al mercato dell'energia elettrica, in particolare i seguenti provvedimenti del Terzo Pacchetto Energia del 2009:

- Direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- Regolamento 713/2009 che istituisce una Agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia;
- Regolamento 714/2009 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica.

Le misure adottate nel Terzo Pacchetto Energia mirano, tra l'altro a:

- rafforzare i poteri e l'indipendenza dei regolatori nazionali dell'energia;
- incrementare la collaborazione fra i gestori delle reti di trasmissione di elettricità e gas, in modo da favorire un maggior coordinamento dei loro investimenti;
- favorire la solidarietà fra gli Stati membri in situazioni di crisi energetica.

In tale contesto, l'Europa ha avviato importanti modifiche nella regolamentazione del settore dell'energia, caratterizzata dalla liberalizzazione dei servizi energetici a rete, cioè quelli relativi alla fornitura dell'energia elettrica e del gas. Questo processo ha origini nella Direttiva 96/92/CE, abrogata dalla Direttiva 2003/54/CE, oggi sostituita dalla sopracitata Direttiva 2009/72/CE,² fino ad arrivare alla nuova formulazione da poco approvata nell'ambito del Clean Energy Package. Tali norme hanno trovato applicazione con gradualità nei diversi Stati Membri; ad esempio in Italia la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica è iniziata con il D. Lgs. n. 79 del 16 marzo 1999, che ha liberalizzato le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica, mentre trasmissione e dispacciamento sono riservate allo Stato, che le attribuisce in concessione al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN).

Il processo di liberalizzazione è avvenuto progressivamente, inizialmente ha riguardato solo le grandi imprese, poi il resto delle aziende e infine, dal 1° luglio 2007,³ privati e aziende, possono scegliere il proprio fornitore di energia elettrica.

3.2.1.2 Piano Strategico Europeo per le tecnologie energetiche (Piano SET)

Con il Piano Strategico Europeo per le Tecnologie Energetiche (SET Plan, novembre 2007), la Commissione Europea riporta l'innovazione tecnologica al centro delle strategie per ridurre le emissioni di gas serra e per garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici.

Dopo la liberalizzazione dei mercati energetici e l'introduzione di importanti meccanismi finanziari (emission trading), volti ad attribuire un valore economico alla riduzione delle emissioni, l'attenzione torna sullo sviluppo tecnologico, in particolare su quelle tecnologie che consentono di accrescere l'efficienza energetica e di ridurre le emissioni di gas serra.

² recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.

³ Decreto Legge n. 73 del 2007.

L'obiettivo è di pilotare, attraverso tali tecnologie, una rivoluzione nella domanda di servizi energetici, tale da conseguire, entro il 2020, una riduzione dei consumi di energia del 20% rispetto alle previsioni tendenziali, una penetrazione delle fonti rinnovabili nel mix energetico del 20% e una riduzione delle emissioni di gas serra del 20% rispetto ai livelli 1990, creando nel contempo opportunità di sviluppo economico per l'Europa.

Il SET Plan si configura in parte come strumento di attuazione delle linee di politica energetica indicate dal Consiglio Europeo e, in parte, come strumento organizzativo verso assetti più funzionali della cooperazione e dell'integrazione europea nel settore energetico.

Il SET Plan offre ai Paesi Membri elementi e strategie per ricalibrare le loro politiche di sviluppo delle tecnologie a basse emissioni e per individuare delle traiettorie tecnologiche per il conseguimento degli obiettivi comunitari.

In particolare, il Piano strategico europeo per le tecnologie energetiche stabilisce:

- l'avvio di una serie di nuove iniziative industriali europee prioritarie, incentrate sullo sviluppo di tecnologie per le quali la cooperazione a livello comunitario costituisce un valore aggiunto eccezionale;
- il potenziamento di ricerca e innovazione del settore industriale mediante coordinamento delle attività europee, nazionali e private;
- l'istituzione di un'alleanza europea della ricerca nel settore dell'energia per rafforzare considerevolmente la cooperazione tra gli organismi di ricerca nel settore dell'energia;
- un'attività più intensa di programmazione e previsione a livello europeo per le infrastrutture e i sistemi energetici.

Per consentire di tracciare un quadro preciso delle tecnologie energetiche in Europa, sono previsti anche l'istituzione di un sistema di informazione e la messa a punto, in collaborazione con gli Stati membri, di un procedimento che consenta la pianificazione congiunta della ricerca sulle tecnologie energetiche.

Nel settembre 2015 la Commissione ha pubblicato una comunicazione che definisce la nuova strategia di ricerca e innovazione dei prossimi anni. Il SET Plan così integrato mette in evidenza i settori in cui l'Unione Europea deve rafforzare la cooperazione con i Paesi membri e coi portatori di interesse, per introdurre sul mercato nuove, efficienti e competitive tecnologie a basse emissioni di carbonio.

Il progetto in esame risulta perfettamente coerente con le strategie comunitarie in materia di pianificazione energetica; tale profilo di coerenza è nello specifico evidente se si rapportano le finalità che IGE intende perseguire con gli obiettivi prioritari sia della

strategia "20-20-20" sia del cosiddetto "Terzo Pacchetto Energia", in particolare per gli aspetti legati all'incremento dell'efficienza energetica.

3.2.1.3 Capacity Market

Il settore elettrico è interessato da qualche anno da rischi crescenti di inadeguatezza e di interruzione della erogazione di energia elettrica in vaste aree del Paese, in particolare al Nord e Centro Nord. Negli ultimi anni si è registrata una consistente riduzione della capacità programmabile disponibile per il sistema elettrico. Dal 2012 a oggi, infatti, ci sono state dismissioni per circa 20 GW, con una drammatica riduzione delle risorse necessarie a Terna per gestire in sicurezza il sistema, anche in condizioni meteo estreme⁴.

La generazione da fonti rinnovabili può sicuramente e auspicabilmente dare un apporto importante al fabbisogno di energia elettrica nazionale ma soffre di due importanti limitazioni: **la non programmabilità** e soprattutto **la non disponibilità con continuità** delle risorse naturali, come ad esempio l'irradiazione solare nelle ore serali. In tale contesto, sebbene con un numero ridotto di ore di funzionamento, gli impianti di generazione programmabile, anche se alimentati a fonte fossile, sono destinati a svolgere un ruolo molto importante nell'ambito dei servizi di rete, ovvero nella regolazione di frequenza e di tensione, mentre **la copertura dei consumi finali sarà assicurata sempre più dalla generazione da fonti rinnovabili** (in base al Piano nazionale integrato energia e Clima sino al 55% nel 2030). Allo stato della tecnologia attuale, quindi, tanto più si sviluppa la generazione da fonti rinnovabili, tanto più fondamentale risulta la capacità di generazione programmabile come detto necessaria per compensare la non programmabilità delle fonti.

In tale contesto si inserisce la già citata "Disciplina del mercato della capacità" (Capacity Market), approvata nel giugno 2019 con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 28 giugno 2019, a seguito di parere favorevole della Commissione Europea e dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) C 4509/2019. L'iniziativa ha lo scopo di assicurare adeguatezza, regolazione e sicurezza al sistema elettrico, garantendo la capacità produttiva, nonché di creare una disponibilità attesa di capacità di generazione di energia elettrica tale da soddisfare strutturalmente i consumi attesi di energia elettrica, più i margini di riserva di potenza necessari a rispettare prefissati livelli. Il Capacity Market prevede che annualmente TERNA indica un'asta con la quale chiede la messa a disposizione di capacità di produzione di energia. I partecipanti indicano la potenza che

⁴ <https://www.mise.gov.it/index.php/it/198-notizie-stampa/2039889-approvato-da-arera-il-decreto-sul-capacity-market> "Approvato da ARERA il decreto sul Capacity Market, 28/06/2019".

possono annualmente mettere a disposizione e il relativo costo, suddiviso in investimento ed esercizio. L'asta viene aggiudicata alle migliori offerte e dal momento in cui gli impianti sono attivi la potenza deve essere resa disponibile per le esigenze della rete. In questo modo si può sopperire a eventuali necessità dovute, ad esempio, alla non programmabilità dell'energia da fonte rinnovabile.

Alle aste di capacità possono partecipare tutti gli impianti che ne hanno fatto richiesta e che sono risultati idonei sia esistenti che di nuova realizzazione/ripotenziamento. Questi ultimi si suddividono ulteriormente in impianti autorizzati e non autorizzati e si differenziano nelle modalità di partecipazione alle aste. Gli impianti autorizzati possono partecipare a ogni singola sessione d'asta, mentre quelli non autorizzati possono partecipare solamente alla prima sessione e la loro proposta verrà presa in considerazione solo nel caso in cui la capacità totale (esistente più nuova/ripotenziata autorizzata) non risulti sufficiente al termine delle sessioni d'asta.

La capacità offerta dagli impianti nuovi o in rifacimento (autorizzati e da autorizzare), inoltre, oltre ad avere un tetto massimo d'asta maggiore (75.000 €/MW per le aste 2022 e 2023 contro i 33.000 €/MW per gli impianti esistenti), può essere interessata da un contratto di fornitura di 15 anni con TERNA. In questo il costo di investimento sostenuto è coperto su un orizzonte temporale più lungo e più vicino alla vita utile dell'impianto. Contestualmente TERNA si assicura una capacità produttiva di lungo termine.

Il Capacity Market rappresenta al momento uno strumento necessario a garantire il passaggio in sicurezza ad un sistema elettrico carbon-free. Senza l'adozione del Capacity Market, non sarà possibile raggiungere l'obiettivo della crescita ulteriore della generazione da fonti rinnovabili (+12 GW al 2025) assicurando al contempo l'adeguatezza del sistema e la sicurezza delle forniture.

Ital Green Energy srl ha aderito al Capacity Market ed è tra i soggetti assegnatari dell'Asta Madre relativa all'anno 2023, di capacità disponibile (CDP) per Unità di Produzione qualificate come Nuove non autorizzate.

3.2.2 Pianificazione e programmazione energetica nazionale

3.2.2.1 La politica energetica nazionale

La disciplina nazionale in materia di fonti rinnovabili

Nel 2010 il Governo ha pubblicato il Piano di Azione Nazionale (PAN) sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, in attuazione della direttiva 2009/28/CE. Il PAN costituisce il documento

programmatico che delinea le azioni utili al raggiungimento, entro il 2020, dell'obiettivo vincolante per l'Italia di coprire il 17% dei consumi finali lordi nazionali con energia prodotta da fonti rinnovabili.

L'obiettivo deve essere raggiunto mediante l'utilizzo di energia prodotta da fonti rinnovabili nei settori:

- elettricità;
- riscaldamento e raffreddamento;
- trasporti.

Per ciascuna area di intervento il PAN delinea le principali linee d'azione, evidenziando come le misure da attuare riguardino non solo la promozione delle fonti rinnovabili per usi termici e per i trasporti, ma anche lo sviluppo e la gestione della rete elettrica, l'ulteriore snellimento delle procedure autorizzative e lo sviluppo di progetti di cooperazione internazionale. Il PAN contiene, inoltre, l'insieme delle misure (economiche, non economiche, di supporto e di cooperazione internazionale) necessarie per raggiungere gli obiettivi.

In attuazione della direttiva 2001/77/CE, modificata dalla direttiva 2009/28/CE, sono state approvate con il D.M. 10 settembre 2010 le "Linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili".

In attuazione della direttiva 2009/28/CE è stato pubblicato nel 2011 il D.lgs. n. 28/2011, che definisce il quadro degli strumenti, inclusi i meccanismi incentivanti, e delle autorizzazioni ai fini del raggiungimento dell'obiettivo italiano sulle fonti rinnovabili.

In concomitanza con la definizione della disciplina sulle semplificazioni delle procedure amministrative per l'autorizzazione degli impianti e alla ridefinizione del quadro degli incentivi, con il D.M. 15 marzo 2012 è stata definita la ripartizione dell'obiettivo nazionale di sviluppo delle fonti rinnovabili (del 17%) tra le varie Regioni italiane, il cosiddetto "Burden Sharing". Gli obiettivi, intermedi e finali, per ciascuna regione e provincia autonoma sono riportati nella seguente tabella⁵.

⁵ <http://www.tne.it/upload/allegati/documenti/DM%20-%2015-03-2012%20-%20Definizione%20e%20qualificazione%20degli%20obiettivi%20regionali%20in%20materia%20di%20fonti%20rinnovabili.pdf>

Tabella 1: Traiettorie degli obiettivi regionali, dalla situazione iniziale al 2020

Regioni e province autonome	Obiettivo regionale per l'anno [%]					
	anno iniziale di riferimento (*)	2012	2014	2016	2018	2020
Abruzzo	5,8	10,1	11,7	13,6	15,9	19,1
Basilicata	7,9	16,1	19,6	23,4	27,8	33,1
Calabria	8,7	14,7	17,1	19,7	22,9	27,1
Campania	4,2	8,3	9,8	11,6	13,8	16,7
Emilia Romagna	2,0	4,2	5,1	6,0	7,3	8,9
Friuli V. Giulia	5,2	7,6	8,5	9,6	10,9	12,7
Lazio	4,0	6,5	7,4	8,5	9,9	11,9
Liguria	3,4	6,8	8,0	9,5	11,4	14,1
Lombardia	4,9	7,0	7,7	8,5	9,7	11,3
Marche	2,6	6,7	8,3	10,1	12,4	15,4
Molise	10,8	18,7	21,9	25,5	29,7	35,0
Piemonte	9,2	11,1	11,5	12,2	13,4	15,1
Puglia	3,0	6,7	8,3	10,0	11,9	14,2
Sardegna	3,8	8,4	10,4	12,5	14,9	17,8
Sicilia	2,7	7,0	8,8	10,8	13,1	15,9
TAA – Bolzano	32,4	33,8	33,9	34,3	35,0	36,5
TAA – Trento	28,6	30,9	31,4	32,1	33,4	35,5
Toscana	6,2	9,6	10,9	12,3	14,1	16,5
Umbria	6,2	8,7	9,5	10,6	11,9	13,7
Valle D'Aosta	51,6	51,8	51,0	50,7	51,0	52,1
Veneto	3,4	5,6	6,5	7,4	8,7	10,3
Italia	5,3	8,2	9,3	10,6	12,2	14,3

La disciplina nazionale in materia di efficienza energetica

Nell'ambito dell'efficienza energetica, lo strumento programmatico di riferimento per la definizione delle misure necessarie al raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica fissati a livello nazionale è il Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE). Tali obiettivi possono riassumersi nei seguenti: sicurezza degli approvvigionamenti, riduzione dei costi dell'energia per le imprese e i cittadini e promozione di filiere tecnologiche innovative e tutela ambientale, anche in relazione alla riduzione delle emissioni climalteranti. Il PAEE pone le basi per una pianificazione strategica delle misure ed una valutazione dei loro effetti ed assicura la programmazione ed attuazione di un coerente set di misure mirate a concretizzare il potenziale risparmio energetico tecnicamente ed economicamente conseguibile in tutti gli ambiti dell'economia nazionale all'orizzonte 2020.

Dopo le prime due edizioni, PAEE 2007 e PAEE 2011, il Piano è stato oggetto di importanti aggiornamenti, coerentemente alle nuove disposizioni introdotte dal D.lgs. n. 102/2014 di recepimento della direttiva europea sull'efficienza energetica (direttiva 27/2012/CE). Il PAEE 2014 definisce gli obiettivi di efficienza energetica fissati dall'Italia al 2020, le misure di policy attivate per il loro raggiungimento e presenta la valutazione quantitativa dei risparmi conseguiti alla fine del 2012 sia in relazione agli obiettivi al 2016 fissati dal PAEE 2011, sia in relazione agli obiettivi della SEN relativi al periodo 2011-2020.

Quanto contenuto nel PAEE 2014 è stato poi oggetto di continuità con l'approvazione del PAEE 2017 (approvato con Decreto 11/12/2017 del Ministero dello Sviluppo economico), che costituisce di fatto un aggiornamento del precedente ai sensi dell'art. 24 par.2 della direttiva 2012/27/UE. Infatti, il PAEE 2017 comprende al suo interno le misure nazionali per il miglioramento dell'efficienza energetica, i risparmi di energia attesi e/o conseguiti e stime sul consumo generale di energia primaria previsto nel 2020.

Il Piano 2017 prende atto della relazione annuale sull'efficienza energetica recante i progressi realizzati al 2016 nel conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica al 2020, della relazione annuale sulla cogenerazione in Italia, relativa all'anno di produzione 2015, trasmessa dal Ministero dello sviluppo economico alla Commissione europea nell'aprile 2017 e della relazione sui regimi nazionali obbligatori di efficienza energetica e sulla notifica del metodo, trasmessa dal Ministero dello sviluppo economico alla Commissione europea nel dicembre 2013, in applicazione dell'art. 7 della direttiva 2012/27/UE.

La disciplina nazionale in materia di emissioni dei gas serra

Tramite il Piano di azione nazionale per la riduzione dei livelli di emissioni di gas climalteranti, approvato a marzo 2013, è stato definito il processo di decarbonizzazione dell'economia del Paese tramite un set di azioni e misure di supporto alla green economy, in coerenza con la Strategia Energetica Nazionale e in linea con gli impegni internazionali di mitigazione climatica.

Tra le misure proposte, si segnalano il prolungamento delle detrazioni di imposta per l'efficienza energetica in edilizia, l'estensione fino al 2020 del meccanismo dei Certificati Bianchi, l'introduzione di nuove misure per la promozione di fonti energetiche rinnovabili sia elettriche che termiche, l'istituzione del Catalogo delle tecnologie, dei sistemi e dei prodotti per la decarbonizzazione dell'economia italiana e il rifinanziamento del Fondo rotativo di Kyoto.

3.2.2.2 Strategia Energetica Nazionale (SEN)

Con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, è stata adottata la Strategia Energetica Nazionale 2017 e il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico⁶.

La Strategia si pone l'obiettivo di rendere il sistema energetico nazionale più:

- competitivo: migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;

⁶ <https://www.minambiente.it/comunicati/strategia-energetica-nazionale-2017>

- sostenibile: raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di de-carbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21;
- sicuro: continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, rafforzando l'indipendenza energetica dell'Italia.

Fra i target quantitativi previsti dalla SEN:

- efficienza energetica: riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030;
- fonti rinnovabili: 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015;
- riduzione del differenziale di prezzo dell'energia: contenere il gap di costo tra il gas italiano e quello del nord Europa (nel 2016 pari a circa 2 €/MWh) e quello sui prezzi dell'elettricità rispetto alla media UE (pari a circa 35 €/MWh nel 2015 per la famiglia media e al 25% in media per le imprese);
- cessazione della produzione di energia elettrica da carbone con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali;
- razionalizzazione del downstream petrolifero, con evoluzione verso le bioraffinerie e un uso crescente di biocarburanti sostenibili e del GNL nei trasporti pesanti e marittimi al posto dei derivati dal petrolio;
- verso la decarbonizzazione al 2050: rispetto al 1990, una diminuzione delle emissioni del 39% al 2030 e del 63% al 2050;
- raddoppiare gli investimenti in ricerca e sviluppo tecnologico clean energy: da 222 Milioni nel 2013 a 444 Milioni nel 2021;
- promozione della mobilità sostenibile e dei servizi di mobilità condivisa;
- **nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza;** maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e **gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda;**

- riduzione della dipendenza energetica dall'estero dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.

La conversione a metano dei motogeneratori di IGE si configura come:

- **obiettivo strategico di sicurezza: continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche;**
- **target qualitativo: nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza;** maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e **gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda.**

3.2.2.3 Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC)

Il **Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030** è uno strumento fondamentale che segna l'inizio di un importante cambiamento nella politica energetica e ambientale del nostro Paese verso la decarbonizzazione. Il Piano si struttura in 5 linee d'intervento, che si svilupperanno in maniera integrata: dalla **decarbonizzazione** all'**efficienza e sicurezza energetica**, passando attraverso lo sviluppo del **mercato interno dell'energia**, della **ricerca**, dell'**innovazione** e della **competitività**. L'obiettivo è quello di realizzare una nuova politica energetica che assicuri la piena sostenibilità ambientale, sociale ed economica del territorio nazionale e accompagni tale transizione⁷.

A dicembre 2020 il PNIEC è stato inviato alla Commissione europea in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, completando così il percorso avviato nel dicembre 2018, recependo le novità contenute nel Decreto Legge sul Clima nonché quelle sugli investimenti per il Green New Deal previste nella Legge di Bilancio 2020.

Con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima vengono stabiliti gli obiettivi nazionali al 2030 sull'efficienza energetica, sulle fonti rinnovabili e sulla riduzione delle emissioni di CO₂, nonché gli obiettivi in tema di sicurezza energetica, interconnessioni, mercato unico dell'energia e competitività, sviluppo e mobilità sostenibile, delineando per ciascuno di essi le misure che saranno attuate per assicurarne il raggiungimento⁸.

⁷ <https://www.mise.gov.it/index.php/it/energia/energia-e-clima-2030>

⁸ <https://www.mise.gov.it/index.php/it/198-notizie-stampa/2040668-pniec2030>

Per raggiungere l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra nel periodo 2021- 2030, pari al -33% rispetto al 2005, l'Italia si avvale di diverse misure già in vigore e di nuove politiche che saranno introdotte.

PRODUZIONE ELETTRICA

Per quanto riguarda la produzione elettrica, verranno avviate alcune **modifiche infrastrutturali connesse allo scenario di phase-out** (graduale eliminazione) **dal carbone** nella finestra temporale 2020-2025:

- **Nuova capacità a gas per circa 3 GW, di cui circa il 50% sostanzialmente connesso al phase-out**, e nuovi sistemi di accumulo per 3 GW nelle aree Centro-Sud, Sud e Sicilia;
- Rinforzo della rete di trasmissione nel Polo di Brindisi per sicurezza di esercizio (già autorizzata dal MISE e dal MATTM e in corso di realizzazione);
- Nuova dorsale adriatica per almeno 1 GW di capacità di trasporto;
- Installazione di almeno 3000 MVAR di nuovi compensatori sincroni, in particolare nelle zone Sud e Centro-Sud, per far fronte a quelle che saranno le conseguenti esigenze sorgenti di regolazione di tensione;
- Per il phase-out dal carbone in Sardegna, una nuova interconnessione elettrica Sardegna-Sicilia-Continente insieme a nuova capacità di generazione a gas o capacità di accumulo per 400 MW localizzata nell'isola nonché installazione di compensatori per almeno 250MVAR.

SICUREZZA ENERGETICA

I principali interventi previsti per garantire l'adeguatezza e il mantenimento degli **standard di sicurezza del sistema elettrico, gas e prodotti petroliferi** si differenziano in base ai settori.

Nel **settore elettrico**, le azioni previste riguardano:

- Aggiornamento del piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE);
- Resilienza del sistema ad eventi meteorologici intensi;
- Piani di difesa della rete di trasmissione e adozione di misure di continuo adeguamento tecnologico;
- **Mercato della capacità** (ovvero il *Capacity Market*);
- Adeguamento della disciplina riguardante le autorizzazioni degli impianti termoelettrici;
- Cybersecurity.

La conversione a metano dei motogeneratori di IGE, rientra quindi nelle categorie di:

- **"nuove capacità a gas"** per le misure di **produzione di energia elettrica;**
- **"Mercato della capacità (capacity market)"** per le misure di **produzione di sicurezza energetica.**

3.2.2.4 Decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77

Il 31 maggio è stato pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 129 il **decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77** "*Governance del Piano nazionale di rilancio e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure*".

Il provvedimento, approvato venerdì 28 maggio u.s. dal Consiglio dei ministri, è entrato in vigore martedì 1° giugno 2021.

In particolare, all'allegato I viene riportato l'elenco delle "*opere, impianti e infrastrutture necessarie al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (Pniec)*".

Nello specifico, il progetto di conversione a gas metano proposto da IGE, rientrante nel Capacity Market, è riconducibile alla classificazione di cui al **punto 1.1.2** dell'Allegato I- bis:

1 Dimensione della decarbonizzazione

1.1 Infrastrutture per il *phase out* della generazione elettrica alimentata a carbone

1.1.1 Riconversione e/o dismissione delle centrali alimentate a carbone

1.1.2 Nuovi impianti termoelettrici alimentati attraverso gas naturale per le esigenze di nuova potenza programmabile, con prevalente funzione di adeguatezza, regolazione e riserva connessi alle esigenze del sistema elettrico derivanti dalla chiusura delle centrali alimentate a carbone

Risulta quindi evidente che gli impianti di IGE convertiti a metano, possono essere considerati strategici a livello nazionale.

3.2.2.5 Quadro strategico 2015-2018 dell'AEEG

Il Quadro strategico 2015-2018, approvato con Delibera 3/2015/A, illustra le linee di intervento con valenza strategica e prioritaria per i settori dell'energia elettrica, del gas e dei servizi idrici facendo riferimento sia al contesto nazionale che europeo.

Il Quadro strategico individua i principi guida per la regolazione nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento, tenuto conto delle nuove funzioni conferite all'Autorità dal D.Lgs. n. 102/2014, e integra le nuove attività previste in attuazione del Regolamento

europeo n. 1227/2011 sulla trasparenza e l'integrità del mercato all'ingrosso dell'energia (REMIT).

La struttura e i contenuti del Quadro strategico sono articolati su due livelli:

- le linee strategiche, che inquadrano la strategia complessiva di intervento con riferimento allo scenario attuale e di medio termine nazionale ed europeo;
- gli obiettivi strategici, che descrivono schematicamente e per punti le misure di intervento ritenute necessarie per la loro realizzazione.

Le strategie che il quadro fissa per il settore dell'energia elettrica possono essere così sintetizzate:

1. mercati elettrici più sicuri, efficienti e integrati;
2. responsabilizzazione degli operatori di rete per uno sviluppo selettivo delle infrastrutture nazionali e locali;
3. più concorrenza nei mercati retail, anche grazie a una domanda più consapevole ed attiva.

Per quanto concerne la prima linea strategica, il Quadro sottolinea come il sistema elettrico italiano si trovi da tempo nel pieno di una transizione strutturale, caratterizzata dal decentramento della produzione e, in particolare, dallo sviluppo degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, anche destinati all'autoconsumo. Questa evoluzione è oggi accompagnata da uno sviluppo tecnologico difficilmente prevedibile, che potrebbe portare nell'arco di alcuni anni a un rilevante sviluppo dei sistemi di accumulo o di nuovi utilizzi nel settore del trasporto (diffusione di veicoli elettrici) o negli usi termici (diffusione di pompe di calore elettriche), fino alla possibilità per la domanda di partecipare attivamente al mercato dell'energia e/o dei servizi su vasta scala (demand side response). In questo scenario fortemente dinamico, che ha un impatto rilevante tanto sulla gestione tecnica del sistema quanto sugli assetti di mercato, la sicurezza resta al centro delle priorità della regolazione: sicurezza intesa sia in termini di operatività del sistema nel breve periodo, sia in termini di adeguatezza del sistema nel lungo termine.

La Linea strategica è articolata in due Obiettivi strategici:

OS1 Mercato elettrico più sicuro, efficiente e flessibile

L'azione dell'Autorità sarà rivolta prioritariamente a rimuovere ogni ingiustificata discriminazione fra potenziali fornitori di servizi nel mercato dei servizi di dispacciamento - produttori, consumatori e accumuli (batterie) - consentendo in tal

modo di valorizzare il contributo di tutti, inclusi gli impianti di generazione alimentati da fonte rinnovabile. Ciò richiederà, tra l'altro, di affinare la definizione dei servizi e delle prestazioni richieste da Terna nell'ambito del dispacciamento. L'Autorità intende pertanto completare il percorso e ordinare la materia in un Testo unico integrato del dispacciamento compatibilmente con il disegno europeo del mercato del bilanciamento e l'evoluzione verso mercati dell'energia a ridosso del tempo reale. Parallelamente si dovrà intervenire per aumentare la flessibilità dei mercati, consentendo agli operatori di aggiustare le proprie posizioni commerciali fino a poco prima del tempo reale; questo consentirà anche agli impianti alimentati da fonti rinnovabili intermittenti di assumere posizioni commerciali più aderenti agli effettivi profili di immissione; al fine di salvaguardare la sicurezza e l'efficienza del sistema questa maggiore flessibilità dovrà essere accompagnata da una revisione della modalità con cui Terna si approvvigiona di capacità di riserva.

OS2 Mercato elettrico più integrato

L'interazione del mercato italiano con gli altri mercati ha visto come primo passo, nel 2015, l'accoppiamento del mercato del giorno prima con i mercati di Francia ed Austria. Queste frontiere si sono aggiunte a quella con la Slovenia, con la quale il coordinamento era già attivo. Entro il 2018 è prevista la conclusione di un'indagine conoscitiva per l'estensione alla Grecia, ed eventualmente alla Svizzera.

Considerando poi il settore del gas naturale, il forte calo della domanda interna da una parte e la rapida evoluzione della normativa europea dall'altra, stanno rivoluzionando in breve tempo assetti e dinamiche consolidati negli anni.

Nel contesto Europeo lo scenario estremamente dinamico e positivo da un punto di vista dello sviluppo e della competitività del mercato interno, nel breve-medio termine impone una seria riconsiderazione non solo delle tradizionali modalità di realizzazione, gestione e remunerazione delle infrastrutture - modalità oggi fortemente basate sul presupposto di flussi costanti e della disponibilità degli shipper a negoziare contratti di durate considerevoli (anche superiori ai vent'anni) - ma anche delle condizioni di accesso ai servizi di trasporto, rigassificazione e stoccaggio.

Nell'evoluzione del sistema gas nazionale verso assetti più di mercato e integrati con il mercato europeo, anche nel quadriennio 2015 – 2018 non devono venire a mancare i requisiti di sicurezza. Tale Linea strategica, definita come "Aumento della liquidità e della flessibilità del mercato del gas in una prospettiva europea" è articolata in 2 Obiettivi strategici.

OS 3 Revisione della struttura dei corrispettivi gas, delle modalità di allocazione della capacità e della gestione dei relativi servizi, in un'ottica di mercato

Le esigenze di flessibilità di funzionamento del settore del gas indotte prevalentemente dallo sviluppo delle fonti rinnovabili, unitamente alle attese modifiche dei flussi di gas sulla rete di trasporto nazionale, richiedono una revisione della struttura dei corrispettivi per il servizio di trasporto. Ciò richiederà innanzitutto una revisione delle modalità di prenotazione della capacità nei punti di riconsegna, in particolare con riferimento agli impianti di generazione di energia elettrica. Nell'ambito della revisione dei corrispettivi di trasporto si dovrà inoltre intervenire sulle modalità di aggiornamento dei corrispettivi di trasporto, anche per aumentarne la prevedibilità. Tali revisioni dovranno essere coerenti con le indicazioni del Codice di rete europeo redatto ai sensi del Regolamento europeo n. 715/2009 e con le esigenze di corretto funzionamento dei mercati, garantendo per altro la trasparenza circa la metodologia di allocazione dei costi nell'ambito della matrice entry-exit.

OS4 Aumento della flessibilità e dell'efficienza del sistema di bilanciamento

Al fine di sviluppare la liquidità nel mercato all'ingrosso riveste un ruolo rilevante l'evoluzione del sistema di bilanciamento: tale sistema prevedrà che le azioni del responsabile del bilanciamento siano effettuate nell'ambito del mercato centralizzato all'ingrosso, superando l'assetto transitorio in cui la controparte centrale è svolta da Snam Rete Gas.

Per quanto riguarda la terza linea strategica, uno dei cardini centrali della regolazione dell'Autorità, per accompagnare la transizione in atto del sistema infrastrutturale nazionale verso un nuovo contesto caratterizzato da uno scenario della domanda in perdurante calo, una vivace evoluzione delle tecnologie e un percorso di integrazione europea in netta accelerazione resta la selettività nella promozione degli investimenti in relazione ai benefici che lo sviluppo infrastrutturale può apportare al funzionamento efficiente dei mercati e alla sicurezza del sistema. Questo nuovo contesto implica, parallelamente, anche forti mutamenti nelle reti di distribuzione, sollecitate da una spinta notevole al cambiamento tecnologico.

In questo contesto si dovrà tra l'altro definire il nuovo periodo regolatorio per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica secondo i principi di accresciuta selettività e con particolare attenzione alla regolazione della qualità del servizio sulle reti di distribuzione, per la quale si sta completando il periodo previsto per arrivare a livelli omogenei

di durata delle interruzioni tra ambiti di pari densità territoriale.

La Linea strategica è articolata in due Obiettivi strategici:

OS5 – Europeizzazione della regolazione delle infrastrutture di interesse transfrontaliero.

OS6 – Attuazione di una regolazione selettiva degli investimenti infrastrutturali.

Per quel che concerne la quarta strategia individuata dal Quadro, si pone l'attenzione sulla richiesta da parte del mercato nazionale della vendita di un ulteriore sforzo per permettere una graduale evoluzione del mercato verso una concorrenza piena ed efficace, in quanto il monitoraggio dei mercati retail evidenzia condizioni concorrenziali ancora disomogenee tra tipologie di clienti, con situazioni di criticità maggiori nel segmento dei clienti domestici. La regolazione dei mercati retail dovrà tenere conto anche dell'evoluzione in atto legata ai profondi cambiamenti trainati dallo sviluppo tecnologico promosso dalle politiche di decarbonizzazione del sistema energetico europeo e nazionale (es.: contatori e reti intelligenti, elettrotecnologie, domotica).

La Linea strategica è articolata in cinque Obiettivi strategici, di seguito solo elencati:

OS7 - Accesso non discriminatorio ai dati di prelievo ed evoluzione ulteriore degli strumenti di misura.

OS8 - Fornitura di servizi energetici: ruolo e responsabilità dei diversi soggetti del mercato.

OS9 - Eliminazione degli ostacoli di natura tariffaria all'efficienza energetica e alla gestione dei consumi di energia elettrica.

OS10 - Aumento della concorrenza nel mercato.

OS 11 - Maggiore responsabilizzazione del distributore e del venditore in caso di morosità.

Il progetto in esame concorre a garantire una maggior flessibilità del mercato del gas così come previsto dagli obiettivi OS3 e OS4 del Quadro Strategico, grazie soprattutto all'adozione di tecnologie atte a garantire una più rapida risposta alle richieste del mercato non sempre continue e facilmente programmabili.

3.2.3 Pianificazione e programmazione energetica regionale

3.2.3.1 Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR)

La Regione Puglia è dotata di uno strumento programmatico, il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), adottato con Delibera di G.R. n.827 dell'8 giugno 2007.

Con Deliberazione della Giunta Regionale 28 marzo 2012, n. 602 sono state individuate le

modalità operate per l'aggiornamento del Piano Energetico Ambientale Regionale. La revisione del PEAR è stata disposta anche dalla Legge Regionale n. 25 del 24 settembre 2012 che ha disciplinato agli artt. 2 e 3 le modalità per l'adeguamento e l'aggiornamento del Piano e ne ha previsto l'adozione da parte della Giunta Regionale e la successiva approvazione da parte del Consiglio Regionale.

La DGR n. 1181 del 27.05.2015 ha, in ultimo, disposto l'adozione del documento di aggiornamento del Piano nonché avviato le consultazioni della procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS), ai sensi dell'art. 14 del DLgs 152/2006 e ss.mm.ii.

È stato pubblicato nel Bollettino ufficiale regionale n. 110 del 23 agosto 2018 l'avviso di avvio delle consultazioni preliminari di VAS (scoping) inerenti al Documento Programmatico Preliminare (DPP) del Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), approvato con DGR n. 1424 del 02/8/2018 ai sensi dell'art 13 c.2 del D.Lgs 152/2006 e ss.mm.ii

I principali macroobiettivi di Piano contenuti nel documento preliminare sono nel seguito riportati; si forniscono, nello specifico, dettagli sugli obiettivi di particolare pertinenza per il progetto in esame:

- A. mix energetico – traiettorie ed obiettivi;
- B. sostegno alle FER - fonti energetiche rinnovabili;
- C. consistenza e potenzialità dell'infrastruttura elettrica;
- D. soluzione transitoria verso il "no fossil";
- D.2. Prevedere l'impiego del gas naturale o di altri combustibili eco-compatibili per la transizione energetica;**
- E. riduzione dei consumi ed energia circolare;
- F. innovazione e ricerca;
- G. assetto socio economico;
- H. costruzione di scenari energetici;
- I. sostenibilità del mix e competizione tra le fonti;
- I.1. Selezionare progettualità che esprimano la massima coerenza tra la previsione del programma di produzione degli impianti e la fornitura di servizi di rete;**
- I.3. Valutare i livelli di penetrazione della produzione di energia elettrica e/o termica in relazione agli scenari di piano e alla compensazione tra fonti variabili/intermittenti e fonti non variabili e alle priorità di accesso (criteri di accesso e dispacciamento, ecc.);**

- J. Garantire la sostenibilità ambientale e paesaggistica nella realizzazione delle FER;
- K. percorsi di copianificazione e sussidiarietà.

Il PEAR oggi vigente contiene indirizzi e obiettivi strategici in campo energetico in un orizzonte temporale di dieci anni. Pertanto il piano concorre a costituire il quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che, in tale campo, hanno assunto ed assumono iniziative nel territorio della Regione Puglia.

Per quanto concerne la produzione di energia da fonti fossili il Piano 2007 aveva delineato uno scenario obiettivo in cui venissero prese in considerazione le seguenti priorità:

- mantenimento e rafforzamento di una capacità produttiva idonea a soddisfare il fabbisogno della Regione e di altre aree del Paese nello spirito di solidarietà;
- consapevolezza della necessità di diversificare le fonti primarie di approvvigionamento: diversi documenti comunitari evidenziano la necessità di considerare le diverse opzioni per quanto riguarda le fonti energetiche primarie;
- riduzione dell'impatto sull'ambiente, sia a livello globale che a livello locale; i documenti comunitari di cui al punto precedente assumono l'ipotesi che l'impiego delle diverse fonti primarie sia subordinato all'utilizzo delle migliori tecnologie (soprattutto per quanto riguarda il carbone);
- necessità, anche a livello regionale, di intervenire sulle politiche di riduzione delle emissioni climalteranti;
- sviluppo di un apparato produttivo diffuso e ad alta efficienza energetica;
- rafforzamento dell'impiego delle fonti con potenziale energetico derivanti da processi industriali aventi altre finalità (in particolare gestione rifiuti - CDR e gas di processo industriale).

Lo scenario obiettivo, quindi, prevedeva una distribuzione di fonti di produzione di energia elettrica come evidenziato nel grafico seguente.

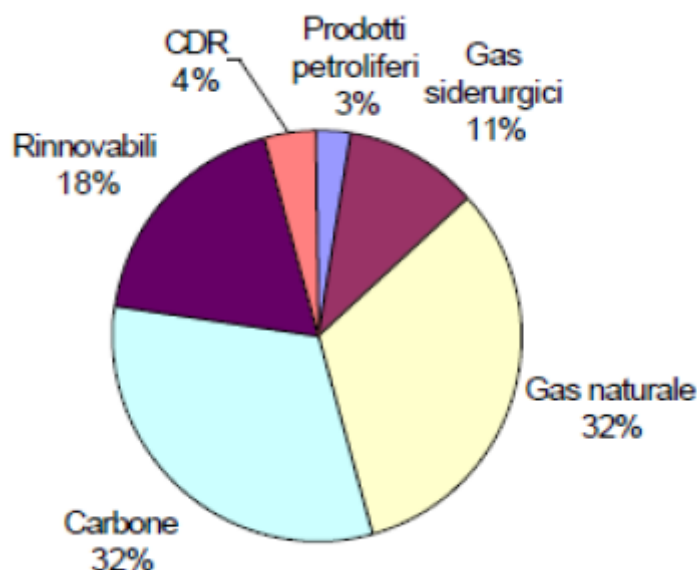


Figura 3: Contributo fonti alla produzione di energia elettrica nello scenario obiettivo

Questo scenario, secondo quanto riportato nel Piano 2007, avrebbe portato a una produzione stimata di energia elettrica pari a circa 43.000 GWh, con un incremento di circa il 40% rispetto al dato del 2004, a fronte però di una diminuzione delle emissioni di CO₂ del 9%. In termini specifici, le emissioni passerebbero dai circa 690 g/kWh attuali a circa 455 g/kWh.

Il seguente grafico riassume l'evoluzione della produzione di energia elettrica in termini di emissioni di CO₂.

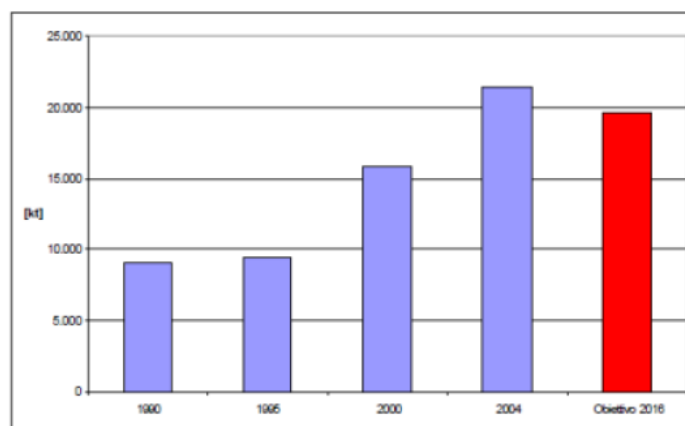


Figura 4: Emissioni di CO₂ per la produzione di energia elettrica

Rispetto a questo tema il piano, quindi, concludeva che:

L'incremento della produzione di energia elettrica rispetto alla situazione attuale lascia un elevato margine alla possibilità di soddisfare il fabbisogno interno, come pure quello di altre zone.

La stessa valutazione vale per quanto riguarda la potenza termoelettrica installata, considerando che si potrà contare su una potenza installata di oltre 6.000 MW a fronte di una richiesta di punta stimata in 4000 MW al 2012. Tale ipotesi non tiene conto delle fonti rinnovabili che in Puglia sono essenzialmente non programmabili.

L'aggiornamento del PEAR 2012 è riferito specificatamente alle fonti energetiche rinnovabili (FER) ed alle strategie per garantire il raggiungimento degli obiettivi regionali del Burden Sharing, di cui al D.M. 15/3/2012. Tale aggiornamento si è reso necessario soprattutto in ragione delle nuove normative in tema energetico e dei nuovi obiettivi prestazionali che le stesse richiedono, sulla base della necessità di favorire la transizione da insediamenti di impianti di taglia industriale a forme di sviluppo sostenibile basate sull'efficientamento energetico, sulla generazione distribuita, sulla filiera corta.

L'aggiornamento del Piano Energetico Ambientale regionale, in particolare, può essere strutturato in obiettivi strategici (come peraltro previsto dalla L.R. 25/2012), a loro volta articolati in uno o più obiettivi specifici, azioni e strumenti per l'attuazione.

Nel PEAR 2012, sono stati individuati i seguenti obiettivi:

- A. Disincentivare le nuove installazioni di fotovoltaico ed eolico di taglia industriale sul suolo, salvo la realizzazione di parchi fotovoltaici limitatamente a siti industriali dismessi localizzati in aree produttive come definite all'art. 5 del DM n.1444 del 2 aprile 1968.
- B. Promuovere FER innovative o tecnologie FER già consolidate ma non ancora diffuse sul territorio regionale (geotermia a bassa entalpia, mini idroelettrico, solare termodinamico, idrogeno, ecc.).
- C. Promuovere la realizzazione, sulle coperture degli edifici, di impianti fotovoltaici e solari termici di piccola taglia e favorire l'installazione di mini turbine eoliche sugli edifici in aree industriali, o nelle loro prossimità, o in aree marginali, siti industriali dismessi localizzati in aree a destinazione produttiva come definite nell'articolo 5 del decreto del Ministero dei lavori pubblici 2 aprile 1968, n. 1444.
- D. Promuovere la produzione sostenibile di energia da biomasse secondo un modello di tipo distribuito valorizzando principalmente il recupero della matrice diffusa non utilmente impiegata e/o quella residuale, altrimenti destinata diversamente e in modo improduttivo.
- E. Promuovere l'efficientamento energetico del patrimonio edilizio esistente e promuovere la sostenibilità energetica dei nuovi edifici.
- F. Promuovere il completamento delle filiere produttive e favorire la ricaduta occupazionale sul territorio.

G. Promuovere ricerca in ambito energetico.

H. Promuovere la divulgazione e sensibilizzazione in materia di energia e risparmio energetico.

Come sopra evidenziato, il Piano Energetico nella sua precedente edizione stimava un progressivo aumento dei consumi energetici, anche trainato dall'industria pesante, metallurgica in particolare, nonché un potenziamento della dotazione impiantistica a supporto della produzione dell'energia anche da fonti tradizionali.

Questo scenario incrementale si è però imbattuto nel fenomeno della crisi economica che ha consentito di vedere sensibilmente ridimensionata la traiettoria del fabbisogno energetico complessivo fino a scendere ampiamente al di sotto dei 9.000 ktep.

La ripartizione dell'uso delle fonti primarie per la produzione elettrica prevista per il 2016 dal Piano Energetico nella sua edizione precedente era la seguente: gas naturale (32%), carbone (32%), rinnovabili (18%), gas siderurgico (11%), CDR (4%) prodotti petroliferi (3%).

Rispetto alla situazione al 2004, che vedeva il carbone (57%) seguito da prodotti petroliferi (16%), gas naturale (13%), gas siderurgico (11%), rinnovabili (3%), a oggi si assiste, ad una non ancora compiuta parificazione tra gas naturale e carbone ma lo spread è sensibilmente calato oltre a un incremento importante delle fonti rinnovabili, che ha ridotto l'incidenza dell'impiego di prodotti petroliferi e di altri combustibili.

Con una programmata riduzione complessiva dei consumi energetici, il vecchio Piano prefigurava una riduzione generale attesa di 680 ktep/anno che, come detto sopra, viene incrementata a 1 Mtep/anno.

Il PEAR 2007⁹ prevede per la Centrale ENEL di Bari la chiusura (al termine di opportuni interventi sulla rete che consentano a questa centrale di essere esclusa dall'elenco delle unità essenziali) o l'ammodernamento con completa conversione a gas naturale e incremento dell'efficienza energetica. Il Piano considera il ricorso alla installazione di altre centrali termoelettriche di grossa taglia, come possibilità praticabile solo nel caso in cui ciò non sia accompagnato da un ulteriore incremento delle emissioni di CO₂.

Il progetto prevede anche un aumento del rendimento elettrico netto rispetto alla configurazione attuale, come specificato nella tabella seguente, in linea con l'Asse 4 anche

⁹ P.E.A.R. Puglia- adottato con Delibera di G.R. n.827 del 08-06-07

in termini di efficienza energetica del piano PO-FESR della Regione Puglia che sarà innanzi descritto.

Tabella 2: efficienza elettrica netta IGE

IMPIANTO	EFFICIENZA ELETTRICA NETTA	
	AUTORIZZATO (BIOMASSE LIQUIDE)	PROGETTO (GAS NATURALE)
BL1	42%	46%
BL2	44%	47%

Risulta poi evidente come ci si debba confrontare con la necessità di aumentare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabile che però non possono garantire la **flessibilità richiesta dal Capacity Market**. Anche in tal senso, la richiesta conversione a metano dei motogeneratori di IGE, che nella configurazione finale prevede la messa fuori servizio delle attuali unità a biomasse liquide, **concorre al raggiungimento degli obiettivi del PEAR e garantisce l'efficienza e la flessibilità energetica richiesta da programma Capacity Market**.

3.2.4 Coerenza del progetto con la programmazione energetica

Nel seguito si propone uno schema di sintesi relativo alla compatibilità rilevata tra progetto e pianificazione e programmazione energetica ai diversi livelli istituzionali.

Tabella 3: verifica della coerenza con la programmazione energetica

PROGRAMMAZIONE	COERENZA
Pianificazione e programmazione energetica europea	Il progetto in esame contribuisce senz'altro a raggiungere gli obiettivi del COP21 e alle azioni che l'Italia dovrà intraprendere per garantire la sua partecipazione a quanto proposto nell'accordo.
Piano Strategico Europeo per le tecnologie energetiche (Piano SET)	Il progetto in esame risulta essere perfettamente coerente con le strategie comunitarie in materia di pianificazione energetica; nello specifico, tale profilo di coerenza è evidente se si rapportano le finalità del progetto con gli obiettivi prioritari sia della strategia "20-20-20" sia del cosiddetto " Terzo Pacchetto Energia ", in particolare per gli aspetti legati all'incremento dell'efficienza energetica .
Capacity market	Il progetto in oggetto rispecchia pienamente gli obiettivi del Capacity market, infatti: <ul style="list-style-type: none"> • rappresenta uno strumento necessario a garantire il passaggio in sicurezza ad un sistema elettrico carbon-free;

PROGRAMMAZIONE	COERENZA
	<ul style="list-style-type: none"> • gli impianti di generazione programmabile sono destinati a svolgere un ruolo prevalentemente nell'ambito dei servizi di rete; <p>Il progetto proposto da IGE rientra nell'ambito delle azioni necessarie a garantire sicurezza e flessibilità al sistema di produzione e distribuzione di energia elettrica.</p>
Strategia Energetica Nazionale (SEN)	<p>Gli impianti di IGE convertiti a metano, si configurano come:</p> <ul style="list-style-type: none"> • obiettivi strategici di sicurezza: continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche; • target qualitativi: nuovi investimenti sulle reti per maggiore flessibilità, adeguatezza e resilienza; maggiore integrazione con l'Europa; diversificazione delle fonti e rotte di approvvigionamento gas e gestione più efficiente dei flussi e punte di domanda.
Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (Pniec)	<p>Gli impianti di IGE convertiti a metano rientrano nelle categorie di:</p> <ul style="list-style-type: none"> • "nuove capacità a gas" per le misure di produzione di energia elettrica; • "Mercato della capacità (capacity market)" per le misure di produzione di sicurezza energetica.
Decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77	<p>Nello specifico, il progetto di conversione a gas metano dei motogeneratori di IGE, rientrante nel Capacity Market, è riconducibile alla classificazione di cui al punto 1.1.2 dell'Allegato I- bis:</p> <p>Nuovi impianti termoelettrici alimentati attraverso gas naturale per le esigenze di nuova potenza programmabile, con prevalente funzione di adeguatezza, regolazione e riserva connessi alle esigenze del sistema elettrico derivanti dalla chiusura delle centrali alimentate a carbone</p> <p>Risulta quindi evidente che gli impianti della IGE convertiti a metano, possono essere considerati <u>strategici a livello nazionale.</u></p>
Quadro strategico 2015-2018 dell'AEEG	<p>Il progetto in esame concorre a garantire una maggior flessibilità del mercato del gas così come previsto dagli obiettivi OS3 e OS4 del Quadro Strategico, grazie soprattutto all'adozione di tecnologie atte a garantire una più rapida risposta alle richieste del mercato non sempre continue e facilmente programmabili.</p>

PROGRAMMAZIONE	COERENZA
Pianificazione energetica regionale (PEAR)	<p>L'intervento previsto non è in contrasto con le politiche avanzate dal PEARS 2012; infatti, con l'aggiornamento del PEAR di cui è stato approvato il Documento Preliminare nell'agosto 2018, il progetto risponde ai seguenti obiettivi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Prevedere l'impiego del gas naturale o di altri combustibili eco-compatibili per la transizione energetica; • Selezionare progettualità che esprimano la massima coerenza tra la previsione del programma di produzione degli impianti e la fornitura di servizi di rete; • Valutare i livelli di penetrazione della produzione di energia elettrica e/o termica in relazione agli scenari di piano e alla compensazione tra fonti variabili/intermittenti e fonti non variabili e alle priorità di accesso (criteri di accesso e dispacciamento, ecc.); • Aumento dell'efficienza energetica.

Il progetto proposto, nell'ambito nell'iniziativa del *Capacity market*, si inserisce tra gli interventi per rendere il sistema energetico più efficiente e il mercato elettrico più integrato a livello europeo, aperto alla gestione distribuita da fonti rinnovabili e alla gestione della domanda. La sua piena operatività, nel rispetto delle regole europee, e il progressivo sviluppo del mercato dei servizi di dispacciamento in termini di differenziazione dei servizi e di apertura a tutte le risorse e le tecnologie disponibili potrà supportare la transizione verso un sistema energetico in linea con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.

3.3 PIANIFICAZIONE E PROGRAMMAZIONE SOCIO-ECONOMICA

3.3.1 Pianificazione e programmazione europea e nazionale

3.3.1.1 Il Quadro Strategico Comune dell'UE

Il pacchetto legislativo Europeo sulla politica di coesione 2014-2020 introduce importanti cambiamenti, quali un coordinamento rafforzato della programmazione dei cinque fondi comunitari (FESR, FSE, FC, FEASR, FEAMP) collegati al Quadro Strategico Comune 2014-2020 in un unico documento strategico, in stretta coerenza rispetto ai traguardi della strategia Europa 2020 per la crescita intelligente, inclusiva e sostenibile dell'UE.

I principi generali di sostegno dell'Unione per i Fondi Strutturali e di Investimento Europei, denominati SIE (Fondo europeo di sviluppo regionale - FESR, sul Fondo sociale europeo -

FSR, sul Fondo di coesione, sul Fondo europeo agricolo per lo sviluppo rurale - FEASR e sul Fondo europeo per gli affari marittimi e la pesca - FEAMP), tracciano regole precise riguardo il loro funzionamento. I fondi SIE intervengono, mediante programmi pluriennali, a complemento delle azioni nazionali, regionali e locali, per realizzare la strategia dell'Unione per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva. La Commissione e gli Stati membri provvedono affinché il sostegno dei fondi SIE sia coerente con le pertinenti politiche, con i principi orizzontali e con le priorità dell'Unione Europea (Regolamento UE n. 1303/2013).

Ogni Stato membro organizza con le competenti autorità regionali e locali un percorso di condivisione al fine di definire l'Accordo di Partenariato (art. 5 del Reg. UE n. 1303/2013).

Al fine di contribuire alla realizzazione della strategia dell'Unione Europea per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva ogni fondo SIE sostiene gli Obiettivi Tematici (OT) seguenti:

1. rafforzare la ricerca, lo sviluppo tecnologico e l'innovazione;
2. migliorare l'accesso alle TIC, nonché l'impiego e la qualità delle medesime;
3. promuovere la competitività delle PMI, del settore agricolo (per il FEASR) e del settore della pesca e dell'acquacoltura (per il FEAMP);
4. sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in tutti i settori;
5. promuovere l'adattamento al cambiamento climatico, la prevenzione e la gestione dei rischi;
6. preservare e tutelare l'ambiente e promuovere l'uso efficiente delle risorse;
7. promuovere sistemi di trasporto sostenibili ed eliminare le strozzature nelle principali infrastrutture di rete;
8. promuovere un'occupazione sostenibile e di qualità e sostenere la mobilità dei lavoratori;
9. promuovere l'inclusione sociale e combattere la povertà e ogni discriminazione;
10. investire nell'istruzione, nella formazione e nella formazione professionale per le competenze e l'apprendimento permanente;
11. rafforzare la capacità istituzionale delle autorità pubbliche e delle parti interessate e un'amministrazione pubblica efficiente.

Gli obiettivi tematici sono tradotti in priorità specifiche per ciascun fondo SIE e sono stabiliti nelle norme specifiche di ciascun fondo (art. 9 del Reg. UE n. 1303/2013).

Al fine di promuovere lo sviluppo armonioso, equilibrato e sostenibile dell'Unione, è stabilito un Quadro Strategico Comune. Il QSC stabilisce orientamenti strategici per agevolare il processo di programmazione e il coordinamento settoriale e territoriale degli interventi dell'Unione nel quadro dei fondi SIE.

Il QSC agevola la preparazione dell'Accordo di Partenariato e dei Programmi in ottemperanza ai principi di proporzionalità e di sussidiarietà e tenendo conto delle competenze nazionali e regionali, allo scopo di decidere le misure specifiche e appropriate in termini di politiche e di coordinamento.

Il QSC stabilisce i meccanismi per garantire il contributo dei fondi SIE alla strategia dell'Unione per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva e la coerenza della programmazione dei fondi SIE rispetto alle raccomandazioni pertinenti specifiche per ciascun paese. Stabilisce, inoltre, anche le disposizioni volte a promuovere un uso integrato dei fondi SIE e le disposizioni per il coordinamento tra i fondi SIE, le altre politiche e gli strumenti pertinenti dell'Unione (artt. 10 e 11 del Reg. UE n. 1303/2013).

3.3.1.2 Accordo di Partenariato (AdP 2014-2020)

L'Accordo di Partenariato¹⁰ è il documento previsto dal Regolamento (UE) N. 1303/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio recante disposizioni comuni sui Fondi Strutturali (SIE), e di investimento europei, con cui ogni Stato definisce la propria strategia, le priorità e le modalità di impiego dei fondi strutturali europei per il periodo 2014-2020.

Tale documento rappresenta, quindi, il documento di programmazione con cui l'Italia persegue gli obiettivi previsti dalla politica di coesione comunitaria per il periodo in riferimento. L'AdP è volto a garantire un approccio integrato allo sviluppo territoriale sostenuto attraverso i fondi SIE in coerenza con la strategia dell'Unione per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva.

L'Italia ha avviato il confronto pubblico per la predisposizione della Proposta di Accordo di Partenariato con il documento Metodi e obiettivi per un uso efficace dei Fondi comunitari 2014-2020 presentato al Consiglio dei Ministri del 27 dicembre 2012. Il documento contiene le 7 innovazioni di metodo per la "valutazione pubblica aperta", 3 opzioni strategiche su: "Mezzogiorno", "Città" e "Aree interne", proposte di metodo per ognuno degli 11 Obiettivi tematici individuati dall'Europa per la preparazione dell'Accordo di partenariato e dei

¹⁰ https://opencoesione.gov.it/it/adp_2014_2020/

Programmi Operativi Nazionali e Regionali (PON e POR), necessari per un salto di qualità nell'uso dei Fondi comunitari nella Programmazione 2014-2020.

In sintesi, le indicazioni metodologiche contenute nel documento sono principalmente rivolte alla programmazione operativa di PON e POR, per cui gli obiettivi individuati dovranno essere declinati in risultati attesi e azioni previste.

L'Accordo è stato inviato alla Commissione europea il 22 aprile 2014 ed è stato adottato il 29 ottobre 2014 alla Commissione europea a chiusura del negoziato formale e modificato con decisione di esecuzione della Commissione Europea dell'8 febbraio 2018.

La proposta strategica dell'Italia parte dal presupposto che si debbano considerare con serietà le sfide comuni poste dai traguardi di Europa 2020, insieme a un'attenta analisi del tipo di politica di sviluppo territoriale di cui il Paese necessita negli anni immediatamente futuri e nel lungo periodo.

Nell'impostare le politiche territoriali, nazionali e comunitarie, si mantiene la logica unitaria ma si è definito un impianto che renda più certo e compiuto lo sforzo di intervento richiesto a ciascuno strumento di finanziamento (nazionale o comunitario) nell'individuare su quali obiettivi tematici proposti dal Regolamento europeo di disposizioni comuni per i fondi a finalità strutturale concentrare maggiormente la programmazione della politica di coesione comunitaria del prossimo ciclo.

L'impianto programmatico complessivo in cui è inquadrato l'Accordo di Partenariato privilegia l'utilizzo delle fonti nazionali del Fondo sviluppo e coesione (FSC) per la maggior parte dei fabbisogni che implicano un impegno molto significativo su nuove grandi infrastrutture complesse e nuovi interventi ambientali di larga portata da realizzare in un percorso temporale che incrocia, ma travalica il prossimo ciclo e la stessa portata di impatto dei Fondi strutturali.

Il FSC, peraltro, si caratterizza per la sua prevalente vocazione all'investimento infrastrutturale e ambientale. I Fondi strutturali, anche per gli incentivi ad agire che essi incorporano, possono essere utilmente più concentrati sul rafforzamento, trasformazione e sviluppo del sistema delle imprese, e sull'attenzione alle persone in termini di capacità di cogliere le opportunità di lavoro, accumulazione di competenze e inclusione sociale.

L'impostazione strategica definita per i fondi strutturali (FESR - Fondo europeo di sviluppo regionale e FSE - Fondo sociale europeo) è articolata su tutti gli 11 Obiettivi Tematici (OT) previsti dal Regolamento di disposizioni comuni, ma con concentrazioni differenziate, in assoluto e per categoria di regione, ossia:

- le tredici regioni-NUTS2 (11 regioni e 2 province autonome) più sviluppate corrispondono

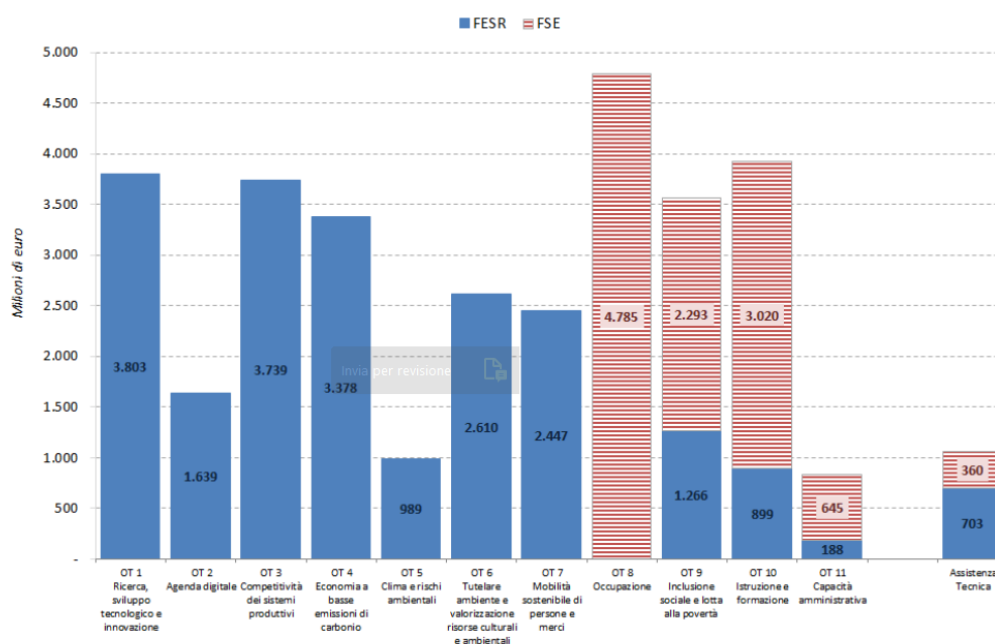
al Centro Nord geografico;

- le tre regioni in transizione (Abruzzo, Molise e Sardegna);
- le cinque regioni meno sviluppate (Campania, Puglia, Basilicata, Calabria e Sicilia) corrispondono al Mezzogiorno.

L'impostazione prevede allocazioni dei FESR su quasi tutti gli OT e rafforza la previsione di allocazione minima agli OT 1-4 in tutte le categorie di regione. Le allocazioni FSE sono previste solo sugli OT 8, 9, 10 e 11, ma impegnando il FSE a sostenere in modo complementare anche risultati definiti su altri OT.

I Regolamenti comunitari approvati nel dicembre 2013 prevedono vincoli di concentrazione tematica per OT e per priorità di investimento (cfr. Regolamento UE 1301/2013 art.4 (FESR) e Reg. UE 1304/2013 art. 4 (FSE).

Le seguenti figure riportano le allocazioni dei Fondi strutturali 2014-2020 (solo risorse comunitarie), previste nell'Accordo di Partenariato, modulate per obiettivi tematici (OT) e gruppi di Regioni.



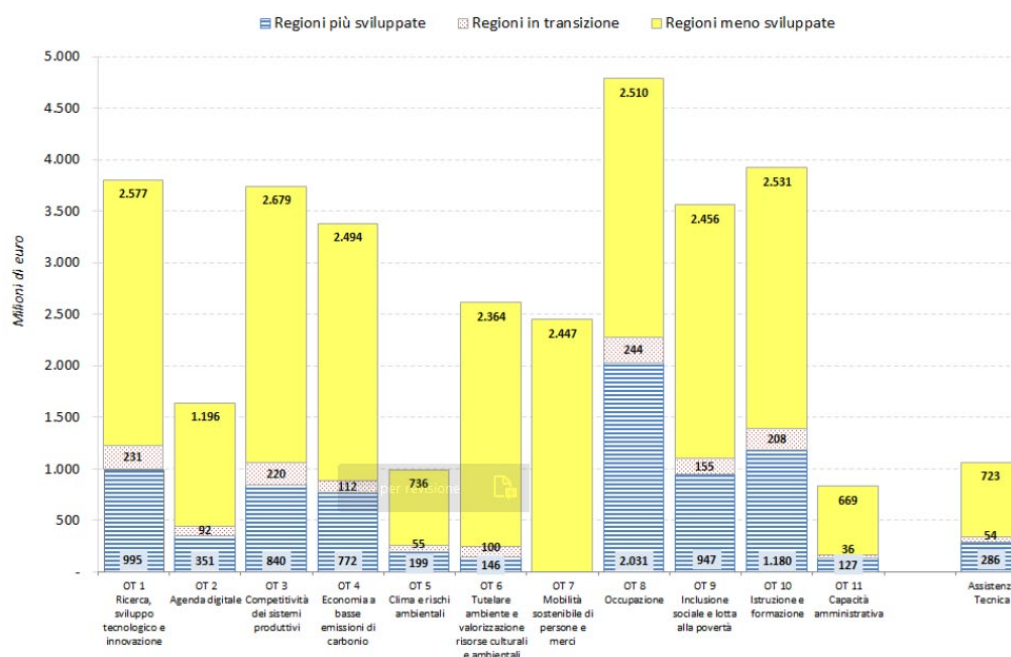


Figura 5: Allocations finanziarie per Obiettivo Tematico e Categoria di regioni

Seppure rivestano negli specifici importi un carattere indicativo, le allocazioni finanziarie costituiscono il precipitato concreto delle scelte operate, sulla base della diagnosi e delle sollecitazioni delle raccomandazioni comunitarie, attraverso il confronto partenariale ed il processo di valutazione ex ante dell'Accordo. Nell'identificazione dei contenuti operativi di strategia (risultati e azioni) e quindi nelle allocazioni finanziarie conseguenti, il processo partenariale non si è, peraltro, limitato a considerare separatamente i singoli OT ma ha cercato di inquadrare le scelte considerandone le potenziali sinergie e contributo relativo, nonché l'inquadramento più generale delle politiche nazionali in cui si inserisce la politica di coesione comunitaria.

Sono poi previste le allocazioni per altri fondi:

- FEASR: per l'orientamento e integrazione della politica di sviluppo rurale nella strategia generale, che opera in particolare a rafforzamento del sistema produttivo (OT3);
- FEAMP: per l'orientamento e integrazione della politica comune della pesca nella strategia generale.

In particolare, l'obiettivo tematico 4, sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in tutti i settori, riguarda la politica energetica del paese. Il riferimento nazionale principale per tale tema è costituito dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN), varata dal Governo nella primavera del 2013 e aggiornata nel 2017. La SEN è declinata attraverso sette priorità strategiche, accomunate dagli obiettivi di accelerare il processo di

de-carbonizzazione delle attività energetiche, accrescere l'integrazione orizzontale con i mercati europei, pervenire a una strategia comune verso i paesi esterni all'Unione.

La condizione del sistema energetico italiano risente di vincoli strutturali non modificabili nel breve periodo, in primis l'elevata dipendenza del fabbisogno dall'approvvigionamento esterno. Su di essi hanno tuttavia inciso gli effetti della crisi economica in atto dal 2007, che ha compresso la domanda di energia primaria in misura proporzionalmente più ampia rispetto al prodotto e agli altri aggregati macroeconomici di riferimento, accelerando la flessione delle emissioni di gas responsabili della rarefazione dell'ozono nella troposfera e degli altri agenti inquinanti.

Nel 2012, gli impieghi primari dell'energia, espressi in tonnellate equivalenti di petrolio, sono caduti del 5,2 % rispetto all'anno precedente, collocandosi su un livello di circa il 12 % inferiore a quello pre-crisi. I dati preliminari per il 2013 indicano che l'energia elettrica richiesta sulla rete è diminuita del 3,4 %, accusando il secondo calo annuale consecutivo.

Gli elementi di debolezza del sistema energetico nazionale costituiscono nel contempo importanti opportunità di riconversione e di rilancio produttivo. La sua vulnerabilità derivante dall'elevata dipendenza dagli approvvigionamenti esteri offre l'occasione per rafforzare l'efficienza, l'adattabilità e la flessibilità delle reti di trasmissione con le finalità di minimizzare le perdite di rete, contenere le disfunzioni e allentare i colli di bottiglia. La scarsa efficienza che si registra degli usi finali dell'energia, in particolare nei trasporti privati e collettivi, nell'edilizia residenziale e nella gestione del patrimonio immobiliare pubblico, accresce il rendimento economico di interventi di riqualificazione strutturale volti a perseguire obiettivi di risparmio energetico. Il tumultuoso sviluppo delle fonti rinnovabili che ha caratterizzato l'ultimo decennio, se da un lato ha permesso all'Italia di situarsi sostanzialmente in linea con gli ambiziosi obiettivi fissati dall'Unione Europea al 2020 e (con l'Energy Roadmap) al 2050, dall'altro impone di riconfigurare i sistemi di connessione e le reti di distribuzione locale dell'elettricità per massimizzare i benefici ambientali dell'energia rinnovabile evitando le retroazioni destabilizzanti sulle reti dovute alla maggiore imprevedibilità della generazione di elettricità con tali fonti.

Il progetto si inquadra nell'ambito delle azioni volte a l'obiettivo tematico 4 - sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in tutti i settori.

3.3.2 Pianificazione e programmazione socio-economica regionale

3.3.2.1 POR FESR 2014-2020

Il Programma Operativo della Regione Puglia (**POR**) del Fondo Europeo di Sviluppo Regionale (**FESR**) 2014-2020 è stato elaborato tenendo conto di quanto disposto dal Regolamento (UE) n. 1303/2013, che individua 11 Obiettivi Tematici alla base dell'attuazione della Politica di Coesione, allineati a loro volta alle priorità e agli obiettivi della strategia Europa 2020.

Ciascun Obiettivo Tematico è collocato all'interno di assi che contengono inoltre Priorità d'investimento, Obiettivi Specifici e Azioni. A ciò si aggiunge un asse specifico (XII) inerente lo sviluppo urbano e territoriale, costruito in attuazione degli artt. 7-8 del Reg.1301/2013, integrando gli Obiettivi Specifici e le Azioni di più Obiettivi Tematici; nonché un Asse dedicato all'assistenza tecnica (XIII), volto al miglioramento dell'efficienza, dell'efficacia e della qualità degli interventi finanziati, oltre che alla verifica e al controllo degli stessi.

La strategia del POR FESR 2014-2020 della Regione Puglia ha inteso assicurare la continuità con le azioni poste in essere nell'ambito della programmazione 2007-2013, individuando tre macroaree d'intervento allineate con gli obiettivi di Europa 2020. A ciò si aggiungono le politiche per il rafforzamento della capacità amministrativa.

Politiche per la ricerca e l'innovazione, il cui obiettivo è quello di sviluppare programmi e interventi nel campo della ricerca industriale e dell'innovazione aventi a riferimento i paradigmi della open innovation; di rafforzare il sistema digitale regionale (a partire dalla riduzione del digital divide) e di ampliare le condizioni per il potenziamento della competitività del tessuto economico e imprenditoriale pugliese anche in un'ottica di internazionalizzazione.

Politiche di contesto (infrastrutturazione e ambiente), finalizzate al miglioramento delle condizioni in ordine all'efficientamento energetico, alla messa in sicurezza del territorio, alla tutela e alla valorizzazione delle risorse culturali e ambientali, alla promozione di sistemi di trasporto sostenibili. Ciò anche nella direzione di promuovere uno sviluppo urbano sostenibile, a partire dai contesti periferici che necessitano di adeguati interventi di riqualificazione.

Politiche per Il mercato del lavoro, l'inclusione sociale e il welfare orientate a incrementare l'offerta di lavoro attraverso interventi di incentivazione all'occupazione e di allargamento della partecipazione al mercato del lavoro. A ciò si aggiungono azioni specifiche orientate alla riduzione delle povertà e al contrasto dell'esclusione sociale oltre che interventi per il miglioramento delle competenze scolastiche e formative.

Politiche per il rafforzamento della capacità amministrativa, mirate al potenziamento delle competenze (delle responsabilità e dei modelli organizzativi), alla riduzione degli oneri burocratici (semplificazione), al rafforzamento della trasparenza e al ricorso a modalità di intervento condivise.

Due elementi di novità introdotti dalla Puglia nel suo Programma Operativo sono rappresentati dalla definizione di Strategia regionale per la Specializzazione intelligente (composta da due documenti "Smart Puglia 2020" e "Agenda Digitale Puglia 2020") e da un Piano di Rafforzamento Amministrativo (PRA).

L'Asse IV (OT 4 – FESR) "*Energia sostenibile e qualità della vita*", in coerenza con gli obiettivi della Strategia "Europa 2020" sostiene la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in tutti i settori. Nel seguito si riportano le priorità di investimento individuate dal POR-FESR per l'Asse prioritario IV.

Il progetto in esame, pur non trovando diretta corrispondenza con gli assi di finanziamento del POR FESR, **si inquadra ampiamente nell'Asse 4 in termini di gestione intelligente dell'energia e per sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in tutti i settori.**

3.3.2.2 DEFR 2021-2023

In data 7 agosto 2020, la Giunta regionale ha approvato la deliberazione n. 1352 con la quale ha adottato il Documento di Economia e Finanza (DEFR) 2021-23 della Regione Puglia e proponeva al Consiglio regionale l'approvazione a norma di legge del medesimo documento, pubblicato sul Bollettino Ufficiale della Regione Puglia - n. 169 del 18-12-2020.

Il DEFR specifica le linee programmatiche dell'azione di governo regionale per il periodo compreso nel bilancio pluriennale di previsione, necessarie per il conseguimento degli obiettivi di sviluppo della Regione e in particolare:

- le politiche da adottare;
- gli obiettivi della manovra di bilancio, tenendo conto dei vincoli finanziari derivanti dal rispetto degli obiettivi di finanza pubblica;
- il quadro finanziario unitario di tutte le risorse disponibili per il perseguimento degli obiettivi della programmazione unitaria, esplicitandone gli strumenti attuativi per il periodo di riferimento;
- gli indirizzi agli enti strumentali ed alle società controllate e partecipate.

Il DEFR 2021-23 traccia le linee strategiche che caratterizzeranno le scelte per il prossimo triennio, in linea con gli obiettivi strategici triennali fissati dal Governo regionale. Le politiche prioritarie per lo sviluppo sono le seguenti:

- Competitività, innovazione;
- Istruzione, formazione e lavoro;
- Salute e welfare;
- Mobilità e trasporti;
- Urbanistica, paesaggio e politiche abitative;
- Ambiente e opere pubbliche;
- Sviluppo rurale;
- Turismo ed economia della cultura.

Di particolare interesse sono i seguenti target.

L'EFFICIENTAMENTO ENERGETICO PER LA VALORIZZAZIONE DEGLI IMMOBILI DEL PATRIMONIO REGIONALE.

La politica di efficientamento energetico perseguita si traduce nella realizzazione di impianti a energia rinnovabile. Nell'ottica di perseguire obiettivi di razionalizzazione della spesa, il *focus* principale delle attività svolte si individua, per il 2019, nella ripresa, potenziamento e sviluppo delle **pratiche di efficientamento energetico** già intraprese negli anni precedenti, così come programmate e descritte e nel *Piano di energy management* che, fra l'altro, è oggetto di aggiornamento continuo. Se per un verso l'obiettivo principale del Piano è da individuarsi nel perseguimento di pratiche di efficientamento energetico per ridurre la spesa per l'energia, per altro verso ha come obiettivo più generale, quello di orientare le scelte dell'amministrazione verso forme di energia pulita, anche a fini di salvaguardare e tutelare l'ambiente, in ossequio alla specifica legislazione europea ed alle disposizioni recate dal decreto legislativo n. 102/2014 e ss.mm.ii. Più in particolare, l'efficientamento energetico *stricto sensu* è da intendere come **azione volta a conferire un più elevato e migliore grado di affidabilità degli impianti**. La politica di efficientamento energetico perseguita si traduce nella realizzazione di impianti a energia rinnovabile.

LA COMPETITIVITÀ E INNOVAZIONE

La sfida strategica su cui resta forte l'attenzione delle politiche regionali è l'infrastrutturazione energetica. Occorre rilanciare gli investimenti negli impianti rinnovabili per mantenere il primato nazionale, rispettare gli accordi europei e avviare in forma sistematica il processo di decarbonizzazione. In relazione all'eolico occorre esplorare il **revamping degli**

impianti on-shore e il lancio di quelli off-shore, indispensabili a eliminare gli impianti a fonti fossili. Mantenere la vocazione alla produzione di energia elettrica con un eccesso di capacità produttiva può consentire di sostenere regioni come la Campania e la Basilicata che, in ambito del vincolo di solidarietà, restituiscono attenzione alla Puglia con cospicue forniture di acqua.

LE INFRASTRUTTURE ENERGETICHE

La Regione Puglia è da sempre leader nel campo della produzione di energia da fonte rinnovabile: **la Puglia è la Regione** che, sicuramente anche grazie a particolari condizioni di vantaggio orografico, **per prima ha avviato in maniera massiccia la realizzazione di impianti FER**: ciò comporta che per primi abbiamo la necessità di confrontarci con il tema del “rinnovo” di molteplici impianti. Occorrerà quindi dare attuazione alla Legge 34/2019 recante disposizioni concernenti il rinnovo degli impianti esistenti di produzione di energia elettrica da fonte eolica (cd. Revamping). **Strettamente connesso al tema dell’efficientamento è quello dei sistemi intelligenti di distribuzione dell’energia** che dovranno essere realizzati sugli immobili pubblici e sulle Cabine primarie di distribuzione di energia elettrica: le due iniziative, per le quali si è da poco conclusa la fase di selezione degli interventi, **consentiranno di monitorare e gestire la distribuzione di energie elettrica da tutte le fonti di distribuzione.**

L'AMBIENTE E LE OPERE PUBBLICHE

Con riferimento alla *policy* ambientale l’attenzione della Regione Puglia è rivolta prevalentemente alla salvaguardia e all’uso corretto delle risorse ambientali e naturali e alla chiusura del ciclo dei rifiuti, allo sviluppo sostenibile del territorio compatibile con la vita, la salute e la bellezza del paesaggio. **La strategia darà grande attenzione ai temi della lotta e dell’adattamento ai cambiamenti climatici**, partendo dall’individuazione di una governance Regionale, che attraverso il coinvolgimento degli enti locali punta alla definizione di pianificazioni territoriali in grado di tener conto di tali esigenze.

Pertanto, il **progetto rispetto agli assi di finanziamento determinati dal DEFR, si allinea con quanto previsto dalle azioni strategiche specifiche proposte dai settori specifici della Regione Puglia**, con particolare riferimento a:

- **Adottare pratiche di efficientamento energetico.**
- **Adottare azioni volte a conferire un più elevato e migliore grado di affidabilità degli impianti.**
- **l’infrastrutturazione energetica per far fronte alla produzione di energia da FER.**
- **Promuovere l’adozione di sistemi intelligenti di distribuzione dell’energia che**

consentiranno di monitorare e gestire la distribuzione di energie elettrica da tutte le fonti di distribuzione.

3.3.3 Coerenza del progetto con la programmazione socio-economica

Nel seguito si propone uno schema di sintesi relativo alla compatibilità rilevata tra progetto e pianificazione socio-economica ai diversi livelli istituzionali.

Tabella 4: verifica della coerenza con la programmazione socio-economica

PIANIFICAZIONE	COERENZA
Quadro Strategico Comune (QSC 2014-2020)	Pur senza una diretta coerenza tra la pianificazione finanziaria europea e il progetto in esame, esso tuttavia è ben inquadrato nel contesto socio- economico di sviluppo della Puglia, costituendo un impulso per la competitività regionale e l'occupazione.
Accordo di Partenariato (AdP 2014-2020)	Il progetto si inquadra nell'ambito delle azioni volte a l'obiettivo tematico 4 – sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in tutti i settori.
Programma operativo regionale (Por) del Fondo europeo di sviluppo regionale (Fesr) 2014-2020	Il progetto in esame, pur non trovando diretta corrispondenza con gli assi di finanziamento del POR FESR, si inquadra ampiamente nell'Asse 4 in termini di gestione intelligente dell'energia e per sostenere la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio in tutti i settori.
Documento di Economia e Finanza Regionale 2021-2023 (DEFR)	Il progetto rispetto agli assi di finanziamento determinati dal DEFR, si allinea con quanto previsto dalle azioni strategiche specifiche proposte dai settori specifici della Regione Puglia, con particolare riferimento a: <ul style="list-style-type: none"> •Adottare pratiche di efficientamento energetico. •Adottare azioni volte a conferire un più elevato e migliore grado di affidabilità degli impianti. •l'infrastrutturazione energetica per far fronte alla produzione di energia da FER. •Promuovere l'adozione di sistemi intelligenti di distribuzione dell'energia che consentiranno di monitorare e gestire la distribuzione di energie elettrica da tutte le fonti di distribuzione.

3.4 PIANO PAESAGGISTICO TERRITORIALE REGIONALE (PPTR)

Con Deliberazione della Giunta Regionale n. 1435 del 02 Agosto 2013 (pubblicata sul BURP n. 108 del 06/08/2013) è stato adottato il Piano Paesaggistico Territoriale della Regione Puglia (PPTR) successivamente approvato con deliberazione di G.R. n.176 del 16/2/2015 (BURP. n.40 del 23/3/2015) ed aggiornato con D.G.R. n.1533/2022.

3.4.1 Contenuti

Per quanto attiene ai contenuti, il PPTR disciplina l'intero territorio regionale e concerne tutti i paesaggi di Puglia, non solo quelli che possono essere considerati eccezionali, ma altresì i paesaggi della vita quotidiana e quelli degradati.

Esso ne riconosce gli aspetti ed i caratteri peculiari derivanti dall'azione di fattori naturali, umani e dalle loro interrelazioni, nonché le caratteristiche paesaggistiche, e ne delimita i relativi ambiti ai sensi dell'art. 135 del Codice.

In particolare, il PPTR comprende, conformemente alle disposizioni del Codice:

- a) la ricognizione del territorio regionale, mediante l'analisi delle sue caratteristiche paesaggistiche, impresse dalla natura, dalla storia e dalle loro interrelazioni;
- b) la ricognizione degli immobili e delle aree dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'articolo 136 del Codice, loro delimitazione e rappresentazione in scala idonea alla identificazione, nonché determinazione delle specifiche prescrizioni d'uso ai sensi del co. 1° dell'art. 138 del Codice;
- c) la ricognizione delle aree tutelate per legge, di cui al co. 1° dell'articolo 142 del Codice, la loro delimitazione e rappresentazione in scala idonea alla identificazione, nonché determinazione di prescrizioni d'uso intese ad assicurare la conservazione dei caratteri distintivi di dette aree e, compatibilmente con essi, la valorizzazione;
- d) la individuazione degli ulteriori contesti, diversi da quelli indicati all'art. 134 del Codice, sottoposti a specifiche misure di salvaguardia e di utilizzazione;
- e) l'individuazione e delimitazione dei diversi ambiti di paesaggio, per ciascuno dei quali il PPTR detta specifiche normative d'uso ed attribuisce adeguati obiettivi di qualità;
- f) l'analisi delle dinamiche di trasformazione del territorio ai fini dell'individuazione dei fattori di rischio e degli elementi di vulnerabilità del paesaggio, nonché la comparazione con gli altri atti di programmazione, di pianificazione e di difesa del suolo;
- g) la individuazione degli interventi di recupero e riqualificazione delle aree significativamente compromesse o degradate e degli altri interventi di valorizzazione compatibili con le esigenze della tutela;

- h) la individuazione delle misure necessarie per il corretto inserimento, nel contesto paesaggistico, degli interventi di trasformazione del territorio, al fine di realizzare uno sviluppo sostenibile delle aree interessate;
- i) le linee-guida prioritarie per progetti di conservazione, recupero, riqualificazione, valorizzazione e gestione di aree regionali, indicandone gli strumenti di attuazione, comprese le misure incentivanti;
- j) le misure di coordinamento con gli strumenti di pianificazione territoriale e di settore, nonché con gli altri piani, programmi e progetti nazionali e regionali di sviluppo economico (cfr art.145, co. 2).

In attuazione dell'articolo 135, 1° comma, del Codice il PPTR sottopone a specifica normativa d'uso il territorio regionale e, congiuntamente al Ministero, i beni paesaggistici di cui all'articolo 143, comma 1, lettere b) e c), del Codice nelle forme ivi previste.

Nell'ambito dell'attività di aggiornamento ed eventuale variazione del PPTR la Regione, anche su proposta dell'Osservatorio regionale per la qualità del paesaggio e per i beni culturali di cui all'art. 3 legge regionale n. 20/2009, individua ulteriori immobili od aree di notevole interesse pubblico ai sensi dell'articolo 143, co.1, lett.d), del Codice.

Il PPTR contiene altresì, ai sensi dell'art.143, comma 4, procedimenti semplificati ai fini della individuazione:

- a) di aree soggette a tutela ai sensi dell'articolo 142 del Codice e non interessate da specifici procedimenti o provvedimenti ai sensi degli articoli 136, 138, 139, 140, 141 e 157 del Codice, nelle quali la realizzazione di interventi può avvenire previo accertamento, nell'ambito del procedimento ordinato al rilascio del titolo edilizio, della conformità degli interventi medesimi alle previsioni del piano paesaggistico e dello strumento urbanistico comunale;
- b) delle aree gravemente compromesse o degradate nelle quali la realizzazione degli interventi effettivamente volti al recupero ed alla riqualificazione non richiede il rilascio dell'autorizzazione di cui all'articolo 146 del Codice.

3.4.2 Quadro conoscitivo-quadro interpretativo

Il PPTR definisce il cosiddetto "atlante del patrimonio ambientale, territoriale e paesaggistico" che si articola in tre fasi consequenziali:

- 1) descrizioni analitiche: un primo livello descrittivo che riguarda la definizione dei dati di base utilizzati a vario titolo per la costruzione del quadro conoscitivo (dati, testi, carte storiche, iconografie, cartografie di base), dei quali si forniscono tutti gli elementi identificativi per il loro

reperimento e uso classificati secondo le descrizioni strutturali di sintesi per le quali sono stati utilizzati;

- 2) descrizioni strutturali di sintesi: costituiscono un secondo livello di descrizione che comporta una selezione interpretativa e la rappresentazione cartografica di tematismi di base aggregati; Vengono definite attraverso dossier e relative tavole;
- 3) interpretazioni identitarie e statutarie: costituiscono un terzo livello di interpretazione e rappresentazione che sintetizza identità, struttura e regole statutarie dei paesaggi della Puglia.

A partire dalle descrizioni tematiche sviluppate in precedenza, insieme alla rappresentazione dell'ambito contenuta nelle carte patrimoniali regionali e con schemi grafici sintetici dei caratteri strutturali dell'Ambito, il PPTR procede:

- all'individuazione e descrizione delle invarianti specifiche per ogni ambito;
- alla definizione dello stato di conservazione delle invarianti per ogni ambito (criticità);
- alla individuazione e descrizione dei caratteri identitari (Invarianti strutturali) delle diverse figure territoriali e paesaggistiche che compongono ciascun ambito;
- alla definizione per ciascuna figura territoriale e paesaggistica dello stato di conservazione (criticità/integrità) delle invarianti individuate;
- alla definizione delle regole di riproducibilità delle invarianti stesse che confluiscono direttamente nella definizione degli Obiettivi di Qualità paesaggistica e territoriale (sezione C della Scheda d'Ambito).

3.4.3 Progetti territoriali per il paesaggio

È stato definito lo scenario strategico con la fissazione degli obiettivi generali e specifici d'ambito mediante progetti territoriali per il paesaggio regionale (estratti per ambito). L'elaborato 4.1 del PPTR evidenzia le ricadute dei progetti regionali per ogni ambito, concorrendo in questo modo a definire, insieme agli obiettivi generali (Elaborato 4.1) e alle Regole Statuarie (punto B2.2 delle Schede d'Ambito) gli Obiettivi di Qualità paesaggistica e territoriale e delle relative azioni e progetti. Sono stati definiti dal PPTR cinque progetti territoriali per il paesaggio:

- La Rete Ecologica regionale
- Il Patto città-campagna
- Il sistema infrastrutturale per la mobilità dolce
- La valorizzazione e la riqualificazione integrata dei paesaggi costieri
- I sistemi territoriali per la fruizione dei beni patrimoniali.

3.4.4 Progetti integrati di paesaggio sperimentali

Il PPTR riporta le schede illustrative di "Progetti integrati di Paesaggio sperimentali" quali:

- Mappe di Comunità ed Ecomusei della Valle del Carapelle;
- Mappe di Comunità ed ecomusei del Salento;
- Mappe di Comunità ed Ecomuseo di Valle d'Itria;
- Le porte del parco fluviale del fiume Ofanto, il Patto per la bioregione e il Contratto di fiume;
- Progetto di Corridoio Ecologico multifunzionale del fiume Cervaro;
- Valorizzazione del tratto pugliese del tratturo Pescasseroli-Candela;
- Recupero di un tratto del tratturo di Motta Montecorvino;
- Progetto di parco agricolo multifunzionale dei Paduli di San Cassiano;
- Conservatorio botanico "I Giardini di Pomona" (Cisternino): interventi di recupero, conservazione e valorizzazione dell'agrobiodiversità e del paesaggio;
- Regolamento edilizio del comune di Giovinazzo;
- Progetti di copianificazione del piano del Parco Nazionale dell'Alta Murgia;
- Progetto per una rete della mobilità lenta a servizio del territorio del Parco Nazionale;
- Recupero di Torre Guardiani in Jazzo Rosso in agro di Ruvo;
- Area Produttiva Paesaggisticamente ed Ecologicamente Attrezzabile (APPEA) in area ASI Bari-Modugno;
- Progetti con la Provincia di Lecce di Riqualficazione delle voragini naturali e riqualficazione paesaggistica delle aree esterne e dei canali ricadenti nel bacino endoreico della valle dell'Asso per la fruizione a fini turistici;
- Bonifiche ambientali, recupero aree degradate di cave dismesse della provincia di Lecce;
- "Progetto di riqualficazione paesaggistica delle cave in località "Spirito Santo" e progetto per il Centro ILMA Prevenzione e Riabilitazione Oncologica. Hospice e Centro Studi Ricerche.

3.4.5 Linee guida

Il PPTR riporta per alcune problematiche inerenti il territorio regionale alcune "Linee guida" con le quali fissa gli obiettivi generali e specifici nonché gli indirizzi finalizzati al perseguimento della qualità territoriale e paesaggistica degli interventi quali:

- Linee guida sulla progettazione e localizzazione di impianti di energie rinnovabili
- Linee guida sulla progettazione e gestione di aree produttive paesisticamente e ecologicamente attrezzate (APPEA)
- Linee guida per il patto città campagna: riqualficazione delle periferie e delle aree agricole periurbane

- Linee guida per il restauro e il riuso dei manufatti in pietra a secco
- Linee guida per la qualificazione paesaggistica e ambientale delle infrastrutture
- Linee guida per un regolamento edilizio tipo regionale;
- Linee guida per il recupero, la manutenzione e il riuso dell'edilizia e dei beni rurali.

3.4.6 Gli ambiti di paesaggio

IL PPTR a seguito della configurazione del quadro conoscitivo e del quadro interpretativo individua i cosiddetti "Ambiti di Paesaggio". Gli ambiti di paesaggio rappresentano una articolazione del territorio regionale in coerenza con il Codice dei beni culturali e del paesaggio (comma 2 art 135 del Codice), Gli ambiti del PPTR costituiscono sistemi territoriali e paesaggistici individuati alla scala subregionale e caratterizzati da particolari relazioni tra le componenti fisico-ambientali, storico-insediative e culturali che ne connotano l'identità di lunga durata. La perimetrazione degli ambiti è dunque frutto di un lungo lavoro di analisi complessa che ha intrecciato caratteri storico-geografici, idrogeomorfologici, ecologici, insediativi, paesaggistici, identitari; individuando per la perimetrazione dell'ambito volta a volta la dominanza di fattori che caratterizzano fortemente l'identità territoriale e paesaggistica. Gli ambiti di paesaggio in cui si è articolata la regione (per la cui descrizione si rimanda all'elaborato 5: Schede degli ambiti paesaggistici) sono stati individuati attraverso la valutazione integrata di una pluralità di fattori quali:

- la conformazione storica delle regioni geografiche;
- i caratteri dell'assetto idrogeomorfologico;
- i caratteri ambientali ed ecosistemici;
- le tipologie insediative: città, reti di città infrastrutture, strutture agrarie;
- l'insieme delle figure territoriali costitutive dei caratteri morfotipologici dei paesaggi;
- l'articolazione delle identità percettive dei paesaggi.

All'interno del territorio regionale sono stati individuati dal PPTR n°11 Ambiti di Paesaggio:

- Gargano (Sistema ad anfiteatro dei laghi di Lesina e Varano - L'Altopiano carsico - La costa alta del Gargano- La Foresta umbra - L'Altopiano di Manfredonia);
- SubAppennino Dauno (La bassa valle del Fortore e il sistema dunale- La Media valle del Fortore e la diga di Occhito - Il Subappennino settentrionale - Il Subappennino meridionale);
- Tavoliere (La piana foggiana della riforma - Il mosaico di San Severo - Il mosaico di Cerignola - Le saline di Margherita di Savoia- Lucera e le serre del subappennino- Le Marane (Ascoli Satriano));
- Ofanto (La bassa Valle dell'Ofanto - La media Valle dell'Ofanto- La valle del torrente Locone);

- Puglia centrale (La piana olivicola del nord barese- La conca di Bari ed il sistema radiale delle lame - Il sud-est barese ed il paesaggio del frutteto);
- Alta Murgia (L'Altopiano murgiano, La Fossa Bradanica, La sella di Gioia);
- Murgia dei trulli (La Valle d'Itria (confine comunale Martina Franca, Locorotondo, Alberobello, Cisternino) -La piana degli uliveti secolari- I boschi di fragno della Murgia bassa);
- Arco Jonico tarantino (L'anfiteatro e la piana tarantina - Il paesaggio delle gravine ioniche);
- La piana brindisina (La campagna irrigua della piana brindisina);
- Tavoliere salentino (La campagna leccese del ristretto e il sistema di ville suburbane - Il paesaggio del vigneto d'eccellenza - Il paesaggio costiero profondo da S. Cataldo agli Alimini - La campagna a mosaico del Salento centrale - Il paesaggio dunale costiero ionico - La Murgia salentina - Nardò e le ville storiche delle cenate);
- Salento delle Serre (Le serre ioniche - La costa alta da Otranto a S.M. di Leuca - La campagna olivetata delle "pietre" nel Salento sud orientale - Il Bosco del Belvedere.

3.4.7 Le schede degli ambiti paesaggistici

Le schede degli ambiti paesaggistici, che contengono le descrizioni di sintesi, le interpretazioni identitarie e le regole statutarie ma anche gli obiettivi di qualità paesaggistica e territoriale che costituiscono un'articolazione locale degli obiettivi generali descritti nello scenario strategico, sono descritte nell'elaborato 5 del PPTR.

Ognuna delle 11 Schede degli Ambiti Paesaggistici è articolata in 3 sezioni:

- Sezione A: Descrizioni strutturali di sintesi;
- Sezione B: Interpretazioni identitarie e statutarie;
 - ✓ B1: interpretazione strutturale: figure territoriali,
 - ✓ B2: regole statutarie (invarianti strutturali, stato di conservazione delle invarianti),
- Sezione C: Scenario strategico;
 - ✓ C1: estratti dei progetti territoriali per il paesaggio regionale,
 - ✓ C2: tabulati degli obiettivi di qualità paesaggistica e territoriale:
 - obiettivi strategici
 - obiettivi di qualità
 - azioni e progetti
 - soggetti e strumenti di attuazione
 - elaborati di riferimento del PPTR.

Le figure territoriali

Ogni ambito di paesaggio è articolato in figure territoriali e paesaggistiche che rappresentano le unità minime in cui si scompone a livello analitico e progettuale la Regione ai fini del PPTR. L'insieme delle figure territoriali definisce l'identità territoriale e paesaggistica dell'ambito dal punto di vista dell'interpretazione strutturale. Secondo il PPTR per "figura territoriale" si intende una entità territoriale riconoscibile per la specificità dei caratteri morfotipologici che persistono nel processo storico di stratificazione di diversi cicli di territorializzazione. Il PPTR riporta la rappresentazione cartografica di questi caratteri ne interpreta sinteticamente l'identità ambientale, territoriale e paesaggistica. Di ogni figura territoriale-paesistica individuata vengono descritti e rappresentati i caratteri identitari costituenti (struttura e funzionamento nella lunga durata, invarianti strutturali che rappresentano il patrimonio ambientale, rurale, insediativo, infrastrutturale); il paesaggio della figura territoriale paesistica viene descritto e rappresentato come sintesi degli elementi patrimoniali. Per la descrizione e interpretazione delle figure territoriali costituenti gli ambiti, anche se l'ultima versione del Codice semplifica la definizione parlando all'art 135 di "caratteristiche paesaggistiche" e all'art. 143 comma 1 i) "di individuazione dei diversi ambiti e dei relativi obiettivi di qualità", il PPTR ha preferito utilizzare l'impianto analitico della prima versione che definiva per ogni ambito le tipologie paesaggistiche (le "figure territoriali del PPTR"); la rilevanza che permette di definirne i valori patrimoniali secondo gli indicatori complessi individuati nel documento programmatico; il livello di integrità (e criticità), che permette di definire il grado di conservazione dei caratteri invarianti della figura e le regole per la loro riproduzione.

Le invarianti strutturali

La descrizione dei caratteri morfotipologici e delle regole costitutive, di manutenzione e trasformazione della figura territoriale definisce le cosiddette "invarianti strutturali" della stessa. Il Drag individua le invarianti strutturali come "*quei significativi elementi patrimoniali del territorio sotto il profilo storico-culturale, paesistico-ambientale e infrastrutturale, che [...] assicurano rispettivamente l'integrità fisica e l'identità culturale del territorio, e l'efficienza e la qualità ecologica e funzionale dell'insediamento*" (Drag 2007, p. 35). Il PPTR integra la predetta definizione ai fini del trattamento strutturale delle figure territoriali con la seguente: "*Le invarianti strutturali definiscono i caratteri e indicano le regole statutarie che costituiscono l'identità di lunga durata dei luoghi e dei loro paesaggi*". Esse riguardano specificamente le regole costitutive e riproduttive di *figure territoriali* complesse che compongono l'ambito di paesaggio; regole che sono esito di processi coevolutivi di lunga durata fra insediamento umano e ambiente, persistenti attraverso rotture e cambiamenti storici. Le invarianti strutturali, a partire dall'interpretazione degli elementi costitutivi e relazionali della struttura morfotipologica di lungo periodo delle figure territoriali, ne descrivono le regole e i

principi che le hanno generate (modalità d'uso, funzionalità ambientali, sapienze e tecniche) e che le hanno mantenute stabili nel tempo; tramite la definizione del loro stato di conservazione e/o di criticità, descrivono le regole che ne garantiscono la riproduzione a fronte delle trasformazioni presenti e future del territorio, nella forma degli obiettivi di qualità paesaggistica e territoriale. La definizione delle invarianti strutturali operata dal PPTR interessa tutto il territorio regionale.

Obiettivi Generali Strategici

Per quanto attiene agli obiettivi strategici che il PPTR intende perseguire si riportano qui di seguito i principali:

- Obiettivo 1: Realizzare l'equilibrio idrogeomorfologico dei bacini idrografici;
- Obiettivo 2: Sviluppare la qualità ambientale del territorio;
- Obiettivo 3: Valorizzare i paesaggi e le figure territoriali di lunga durata;
- Obiettivo 4: Riqualificare e valorizzare i paesaggi rurali storici;
- Obiettivo 5: Valorizzare il patrimonio identitario culturale-insediativo;
- Obiettivo 6: Riqualificare i paesaggi degradati delle urbanizzazioni contemporanee;
- Obiettivo 7: Valorizzare la struttura estetico-percettiva dei paesaggi della Puglia;
- Obiettivo 8: Valorizzare la fruizione lenta dei paesaggi;
- Obiettivo 9: Valorizzare, riqualificare e ricostruire i paesaggi costieri della Puglia;
- Obiettivo 10: Definire standard di qualità territoriale e paesaggistica nello sviluppo delle energie rinnovabili;
- Obiettivo 11: Definire standard di qualità territoriale e paesaggistica per l'insediamento, la riqualificazione e il riuso delle attività produttive e delle infrastrutture;
- Obiettivo 12: Definire standard di qualità edilizia, urbana e territoriale negli insediamenti residenziali urbani e rurali.

Il sistema delle tutele

Il PPTR individua con dossier e relativa cartografia il sistema delle tutele ovvero i beni paesaggistici e gli ulteriori contesti paesaggistici:

Dossier:

- Struttura idrogeomorfologica
- Struttura ecosistemica e ambientale
- Struttura antropica e storico culturale
- schede degli immobili ed aree di notevole interesse pubblico ai sensi dell'art 136 del Codice.

Tavole:

- Struttura idrogeomorfologica

componenti geomorfologiche (n°56 fogli al 25K)
componenti idrologiche (n°57 fogli al 25k).

- Struttura ecosistemica e ambientale
componenti botanico vegetazionali (n°56 fogli al 25K)
componenti delle aree protette e dei siti naturalistici (n°57 fogli al 25k).
- Struttura antropica e storico culturale
componenti culturali e insediative (n°57 fogli al 25k)
componenti dei valori percettivi (n°1 150k)

Disposizioni normative

Per quanto attiene alle disposizioni normative del PPTR, queste si articolano in indirizzi, direttive e prescrizioni, oltre che linee guida per orientare strumenti o interventi di particolare rilievo.

Si specifica che gli indirizzi sono disposizioni che indicano ai soggetti attuatori gli obiettivi generali e specifici del PPTR da conseguire.

Le direttive sono disposizioni che definiscono modi e condizioni idonei a garantire la realizzazione degli obiettivi generali e specifici del PPTR da parte dei soggetti attuatori mediante i rispettivi strumenti di pianificazione o di programmazione. Esse, pertanto, devono essere recepite da questi ultimi secondo le modalità e nei tempi stabiliti dal PPTR.

Le prescrizioni sono disposizioni conformative del regime giuridico dei beni oggetto del piano, volte a regolare gli usi ammissibili e le trasformazioni consentite. Esse contengono norme vincolanti, immediatamente cogenti, e prevalenti sulle disposizioni incompatibili di ogni strumento vigente di pianificazione o di programmazione regionale, provinciale e locale. Le prescrizioni riguardano, in particolare, i Beni paesaggistici e gli Ulteriori contesti paesaggistici individuati dal PPTR.

- I Beni paesaggistici sono costituiti dagli immobili e dalle aree di cui all'art. 134 del Codice. Essi sono delimitati e rappresentati, nonché sottoposti a specifiche prescrizioni d'uso ai sensi dell'art. 143, co. 1°, lett. a), b) e c) del Codice, secondo le disposizioni di cui al Titolo VI delle NTA.
- Gli Ulteriori contesti paesaggistici sono invece costituiti dagli immobili e dalle aree sottoposti a specifica disciplina di salvaguardia e di utilizzazione ai sensi dell'art. 143, co. 1°, lett. e) del Codice, finalizzata ad assicurarne la conservazione, la riqualificazione e la valorizzazione, secondo le disposizioni di cui al Titolo VI delle NTA.

Ambito paesaggistico e figura in cui ricade l'area di intervento

Secondo il PPTR il comune oggetto d'intervento rientra nell'ambito di paesaggio "Murgia dei trulli" e comprende la figura 7.2 "La piana degli ulivi secolari".

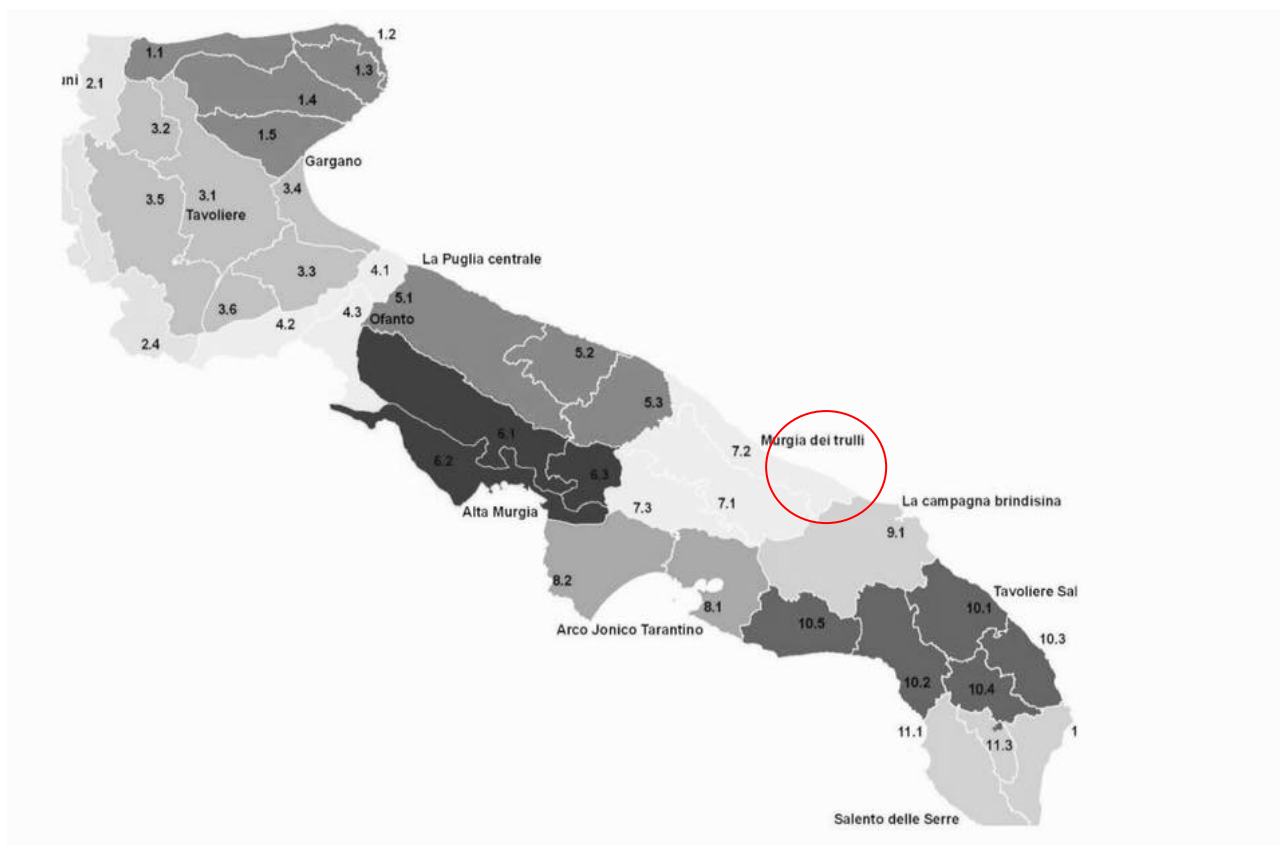


Figura 6: Ambito "Murgia dei trulli" – Figura 7.2

L'articolazione di questa figura corrisponde in larga misura alla Morfotologia territoriale n°17 ("Il sistema radiale policentrico della valle d'Itria"), un sistema isotropo di centri che si sviluppano su lievi alture lungo la viabilità principale: la SS172 dei Trulli e le sue biforcazioni verso Ostuni e Ceglie. Questo sistema funge da intelaiatura del sistema stradale minore, costituito a sua volta da fitte ramificazioni radiali lungo le quali si addensano i trulli, le casedde e le masserie. Si manifesta così un territorio singolare e riconoscibile, che rappresenta l'esito di una sapiente integrazione di lungo periodo tra la natura fisica del luogo e l'interpretazione antropica dello stesso, che, assecondando le asperità del suolo carsico, ne ha esaltato le caratteristiche. Non si tratta di una vera e propria valle, ma di un territorio lievemente ondulato in cui si alternano avvallamenti e colline, poggi e saliscendi carsici cosparsi di trulli e da una varietà di bianche masserie, testimonianza di lunga durata dell'insediamento rurale.

Gli edifici in alcuni casi si raggruppano lungo i tracciati viari e la loro densità aumenta in relazione alla maggiore vicinanza ai centri urbani; unici vuoti appaiono le sporadiche grandi proprietà fondiarie al centro delle quali si trova la masseria, complesso e più articolato sistema insediativo che ha conservato un suo carattere unitario rispetto al contesto. Il reticolo fitto dei muretti a secco disegna delle geometrie articolate e rende riconoscibili le proprietà molto parcellizzate con lotti mediamente di mezzo ettaro e con giaciture variabili a seconda della morfologia del terreno. La notevole presenza

di questi elementi fisici lineari, quali muretti a secco, ma anche siepi di vegetazione residuale, unitamente al carattere molto fitto del mosaico agrario e al carattere denso e diffuso dell'insediamento rurale connotano fortemente il paesaggio della Valle d'Itria.

Il mosaico agrario è caratterizzato da colture legnose, prevalentemente olivi, ma anche mandorli e altre piante da frutta, che si alternano ai seminativi asciutti, alle zone incolte o a pascolo, alle macchie cespugliate, o boscate più o meno dense e a zone di roccia nuda affiorante, associata o meno a vegetazione arbustiva. I campi di piccole dimensioni sono intervallati sporadicamente da più ampi appezzamenti, spesso incolti o boscati. Le aree boscate sono caratterizzate dalla prevalenza del fragno, varietà quercina che cresce maestosa e spontanea in boschetti puri o misti con la roverella o con il leccio che si alterna a specie arboree spontanee, quali il corbezzolo ed il perastro.

3.4.8 Sezione b 2.2.1 trasformazioni in atto e vulnerabilità della figura territoriale

Compromissione del modello storico rurale-insediativo della "campagna abitata" della Valle d'Itria caratterizzato da una agricoltura di autoconsumo, con orti, frutteti e vigneti. Questo modello, pur continuando a mantenere una forte riconoscibilità paesaggistica, presenta diverse modificazioni quali: il dimezzamento della superficie storicamente coltivata a vigneto, la sostituzione delle attività agricole con attività turistiche e ricreative scarsamente legate al territorio (campi da golf), il rifacimento e le superfetazioni dei trulli (con volumi giustapposti e varie attrezzature ed arredi quali tettoie, piscine, barbecues, vegetazione esotica etc.).

Alle pratiche di lunga durata, che comportavano una permanenza in campagna attiva e produttiva, si affiancano quelle di un turismo stagionale della valle.

L'ambiente naturale è soggetto alla drastica diminuzione delle aree boschive a favore delle aree coltivate. L'idrografia superficiale, di versante e carsica presenta elementi di criticità dovuti alle diverse tipologie di occupazione antropica (abitazioni, infrastrutture stradali, impianti, aree a servizi, aree a destinazione turistica, sale ricevimenti, cave). Ciò contribuisce a frammentare la continuità ecologica, ad incrementare le condizioni di rischio idraulico ove le stesse forme rivestono un ruolo primario nella regolazione dell'idrografia superficiale (lame, corsi d'acqua, doline), e a dequalificare il complesso sistema del paesaggio anche mediante la messa a coltura nell'alveo delle lame, la presenza di discariche non controllate, le occlusioni di parti dell'alveo per la presenza di opere infrastrutturali ed escavazioni.

Ulteriore aspetto critico è legato all'alterazione nei rapporti di equilibrio tra idrologia superficiale e sotterranea, nella consapevolezza che la estesa falda idrica presente nel sottosuolo del territorio murgiano dipende, nei suoi caratteri qualitativi e quantitativi, dalle caratteristiche di naturalità dei suoli e delle forme superficiali che contribuiscono alla raccolta e percolazione delle acque meteoriche (doline, voragini, depressioni endoreiche).

3.4.9 Verifica con gli obiettivi di qualità paesaggistica e territoriale

Con riferimento agli obiettivi di qualità paesaggistica e territoriale si rappresenta che il PPTR individua per ciascun Ambito paesaggistico tre distinte strutture:

- A.1 Strutture e componenti idro-geo-morfologiche;
- A.2 Strutture e componenti ecosistemiche e ambientali;
- A.3 Strutture e componenti antropiche e storico culturali)

Gli obiettivi specifici sono organizzati e sinteticamente riportati in una tabella, articolata secondo le colonne denominate:

- ✓ obiettivi di qualità paesaggistica e territoriale d'ambito;
- ✓ normativa d'uso (indirizzi e direttive).

Struttura idrogeomorfologica

Gli obiettivi di qualità paesaggistica e territoriale dell'ambito in oggetto e relativi alla struttura e componenti idro-geo-morfologiche sono:

SEZIONE C2 - OBIETTIVI DI QUALITÀ PAESAGGISTICA E TERRITORIALE

Obiettivi di Qualità Paesaggistica e Territoriale d'Ambito	Normativa d'uso	
	Indirizzi	Directive
	- Gli Enti e i soggetti pubblici, nei piani e nei programmi di competenza, nonché i soggetti privati nei piani e nei progetti che comportino opere di rilevante trasformazione territoriale devono tendere a:	
	- A.1 Struttura e componenti Idro – Geo - Morfologiche	
1. Garantire l'equilibrio geomorfologico dei bacini idrografici; 1.3. Garantire la sicurezza idrogeomorfologica del territorio, tutelando le specificità degli assetti naturali.	garantire l'efficienza del reticolo idrografico drenante con particolare riguardo alla tutela delle aree di pertinenza dei corsi d'acqua, sia perenni sia temporanei, e dei canali di bonifica;	assicurano adeguati interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria del reticolo idrografico finalizzati a incrementarne la funzionalità idraulica; assicurano la continuità idraulica impedendo l'occupazione delle aree di deflusso anche periodico delle acque e la realizzazione in loco di attività incompatibili quali le cave; riducono l'artificializzazione delle Lame e delle Gravine; realizzano le opere di difesa del suolo e di contenimento dei fenomeni di esondazione a basso impatto ambientale ricorrendo a tecniche di ingegneria naturalistica;
1. Garantire l'equilibrio geomorfologico dei bacini idrografici; 1.1 Promuovere una strategia regionale dell'acqua intersettoriale, integrata e a valenza paesaggistica; 1.3. Garantire la sicurezza idrogeomorfologica del territorio, tutelando le specificità degli assetti naturali; 1.4 Promuovere ed incentivare un'agricoltura meno idroesigente.	salvaguardare gli equilibri idrici dei bacini carsici endoreici al fine di garantire la ricarica della falda idrica sotterranea e preservarne la qualità;	individuano e valorizzano naturalisticamente le aree di recapito finale di bacino endoreico; individuano e tutelano le manifestazioni carsiche epigee e ipogee, con riferimento particolare alle doline e agli inghiottiti carsici; prevedono misure atte ad impedire l'impermeabilizzazione dei suoli privilegiando l'uso agricolo estensivo; a contrastare l'uso e l'artificializzazione di Lame e Gravine come recapiti finali delle acque reflue urbane, privilegiando il recupero delle stesse;
1. Garantire l'equilibrio geomorfologico dei bacini idrografici; 1.4 Promuovere ed incentivare un'agricoltura meno idroesigente; 1.5 Innovare in senso ecologico il ciclo locale dell'acqua.	promuovere tecniche tradizionali e innovative per l'uso efficiente e sostenibile della risorsa idrica;	individuano i manufatti in pietra legati alla gestione tradizionale della risorsa idrica (cisterne, pozzi, canali) al fine di garantirne la tutela e la funzionalità; incentivano il recupero delle tradizionali tecniche di aridocoltura, di raccolta dell'acqua piovana e riutilizzo delle acque; incentivano un'agricoltura costiera multifunzionale a basso impatto sulla qualità idrologica degli acquiferi e poco idroesigente; incentivano nelle nuove urbanizzazioni la realizzazione di sistemi di raccolta dell'acqua piovana, della relativa rete di distribuzione e dei conseguenti punti di presa per il successivo utilizzo nella rete duale; limitano i prelievi idrici in aree sensibili ai fenomeni di salinizzazione.
1. Garantire l'equilibrio geomorfologico dei bacini idrografici; 9. Valorizzare e riqualificare i paesaggi costieri.	valorizzare e salvaguardare le aree umide costiere e le sorgenti carsiche, al fine della conservazione degli equilibri sedimentari costieri;	individuano cartograficamente i sistemi dunali e li sottopongono a tutela integrale e ad eventuale rinaturalizzazione; individuano cartograficamente le aree umide costiere, le sorgenti carsiche e gli sbocchi delle lame e li sottopongono a tutela e ad eventuale rinaturalizzazione, anche attraverso l'istituzione di aree naturali protette; favoriscono l'uso di tecniche a basso impatto ambientale e tali da non alterare gli equilibri sedimentologici litoranei negli interventi per il contenimento delle forme di erosione costiera e di dissesto della costa rocciosa; limitano gli impatti derivanti da interventi di trasformazione del suolo nei bacini idrografici sugli equilibri dell'ambiente costiero;
9. Valorizzare e riqualificare i paesaggi costieri; 9.2 Il mare come grande parco pubblico.	tutelare le aree demaniali costiere dagli usi incongrui e dall'abusivismo.	promuovono la diffusione della conoscenza del paesaggio delle aree demaniali costiere al fine di incrementare la consapevolezza sociale dei suoi valori e di limitarne le alterazioni.

Per quanto attiene alla struttura ed alle componenti idrogeomorfologiche presenti nell'Ambito paesaggistico interessato si evidenzia che l'intervento di cui trattasi per localizzazione non realizza interferenza con alcuna ulteriore componente paesaggistica né tantomeno con alcun bene paesaggistico della struttura di cui al presente paragrafo.

Pertanto le attività previste non risulteranno in contrasto con gli obiettivi di qualità della componente.



Figura 7: struttura idro-geo-morfologica (ortofoto 2019 SIT Puglia) - Gruppo Marseglia

Struttura ecosistemica ed ambientale

Gli obiettivi di qualità paesaggistica e territoriale dell'ambito in oggetto e relativi alla struttura e componenti ecosistemiche ed ambientali sono:

A.2 Struttura e componenti Ecosistemiche e Ambientali		
2. Migliorare la qualità ambientale del territorio; 2.2 Aumentare la connettività e la biodiversità del sistema ambientale regionale; 2.7 Contrastare il consumo di suoli agricoli e naturali a fini infrastrutturali ed edilizi.	salvaguardare e migliorare la funzionalità ecologica;	approfondiscono il livello di conoscenza delle componenti della Rete ecologica della biodiversità e ne definiscono specificazioni progettuali e normative al fine della sua implementazione; incentivano la realizzazione del Progetto territoriale per il paesaggio regionale Rete ecologica polivalente; evitano trasformazioni che compromettano la funzionalità della rete ecologica REB; realizzano interventi di ripristino ambientale, di rinaturalizzazione e di incremento delle formazioni boschive
1. Garantire l'equilibrio idrogeomorfologico dei bacini idrografici; 2. Migliorare la qualità ambientale del territorio; 2.3 Valorizzare i corsi d'acqua come corridoi ecologici multifunzionali.	valorizzare o ripristinare la funzionalità ecologica dell'intero corso delle lame;	individuano cartograficamente le aree di pertinenza fluviale delle lame, e li sottopongono a tutela integrale e ad eventuale rinaturalizzazione;
2. Migliorare la qualità ambientale del territorio; 2.4 Elevare il gradiente ecologico degli agro ecosistemi.	salvaguardare le pratiche agronomiche che favoriscono la diversità ecologica e il controllo dei processi erosivi;	individuano le aree dove incentivare l'estensione, il miglioramento e la corretta gestione di pratiche agro ambientali (come le colture promiscue, l'inerbimento degli oliveti) e le formazioni naturali e seminaturali (come le foraggere e a pascolo), in coerenza con il Progetto territoriale per il paesaggio regionale Rete ecologica regionale polivalente; realizzano interventi atti a migliorare la diversità ecologica
9. Valorizzare e riqualificare i paesaggi costieri della Puglia.	salvaguardare l'ecosistema costituito dalla successione spiaggia, duna, macchia aree umide.	prevedono misure atte ad impedire l'occupazione della fascia costiera e l'alterazione delle aree dunali;
2. Migliorare la qualità ambientale del territorio; 2.2 Aumentare la connettività e la biodiversità del sistema ambientale regionale.	salvaguardare il mosaico formato dal sistema di boschi e macchie, pascoli e colture tradizionali che caratterizza l'altopiano.	prevedono misure atte ad impedire la trasformazione del mosaico di boschi e macchie, pascoli e colture tradizionali che caratterizza l'altopiano.

Per quanto attiene alla struttura e alle componenti ecosistemica ed ambientale presenti nell'Ambito paesaggistico interessato si evidenzia che l'intervento di cui trattasi per localizzazione non realizza interferenza con alcuna ulteriore componente paesaggistica né tantomeno con alcun bene paesaggistico della struttura di cui al presente paragrafo.

Pertanto le attività previste non risulteranno in contrasto con gli obiettivi di qualità della componente.

Struttura antropica e storico culturale

Gli obiettivi di qualità paesaggistica e territoriale dell'ambito in oggetto e relativi alla struttura e componenti antropica e storico culturale sono:

A.3 Struttura e componenti antropiche e storico – culturali A.3.1 Componenti dei paesaggi rurali		
4. Riquilibrare e valorizzare i paesaggi rurali storici; 4.1 Valorizzare i caratteri peculiari dei paesaggi rurali storici.	Salvaguardare l'integrità delle trame e dei mosaici culturali dei territori rurali di interesse paesaggistico che caratterizzano l'ambito, con particolare riguardo a (i) i paesaggi dell'oliveto monumentale, (ii) i vigneti di tipo tradizionale (iii) il mosaico agrario oliveto-vigneto-mandorieto della valle d'Itria;	riconoscono e perimetrano nei propri strumenti di pianificazione, i paesaggi rurali caratterizzanti e individuano gli elementi costitutivi al fine di tutelarne l'integrità; incentivano la conservazione dei beni diffusi del paesaggio rurale quali le architetture minori in pietra e i muretti a secco; incentivano le produzioni tipiche e le cultivar storiche presenti;
2. Migliorare la qualità ambientale del territorio 4. Riquilibrare e valorizzare i paesaggi rurali storici.	tutelare la continuità della maglia olivetata e del mosaico agricolo;	prevedono strumenti di valutazione e di controllo del corretto inserimento nel paesaggio rurale dei progetti infrastrutturali, nel rispetto della giacitura della maglia agricola caratterizzante, e della continuità dei tracciati dell'infrastrutturazione antica, con particolare riferimento alle opere di rilevante trasformazione territoriale, quali i fotovoltaici al suolo che occupano grandi superfici; limitano ogni ulteriore edificazione nel territorio rurale che non sia finalizzata a manufatti destinati alle attività agricole;
5. Valorizzare il patrimonio identitario culturale-insediativo; 5.1 Riconoscere e valorizzare i beni culturali come sistemi territoriali integrati; 5.2 Promuovere il recupero delle masserie, dell'edilizia rurale e dei manufatti in pietra a secco.	tutelare e promuovere il recupero della fitta rete di beni diffusi e delle emergenze architettoniche nel loro contesto, con particolare attenzione al sistema dei trulli e in generale alle forme di insediamento extraurbano antico;	individuano anche cartograficamente i manufatti edili tradizionali del paesaggio e in genere i manufatti in pietra a secco, inclusi i muri di partitura delle proprietà, al fine di garantirne la tutela; promuovono azioni di salvaguardia e tutela dell'integrità dei caratteri morfologici e funzionali dell'edilizia rurale con particolare riguardo alla leggibilità del rapporto originario tra i manufatti e la rispettiva area di pertinenza;
5. Valorizzare il patrimonio identitario-culturale-insediativo	tutelare la leggibilità del rapporto originario tra i manufatti rurali e il fondo di appartenenza;	tutelano le aree di pertinenza dei manufatti edili rurali, vietandone l'occupazione da parte di strutture incoerenti;
4. Riquilibrare e valorizzare i paesaggi rurali storici. 5. Valorizzare il patrimonio identitario-culturale-insediativo. 5.4 Riquilibrare i beni culturali e paesaggistici inglobati nelle urbanizzazioni recenti come nodi di qualificazione della città contemporanea; 6. Riquilibrare i paesaggi degradati delle urbanizzazioni contemporanee.	valorizzare la funzione produttiva delle aree agricole periurbane per limitare il consumo di suolo indotto soprattutto da espansioni insediative lungo le principali vie di comunicazione.	individuano e valorizzano il patrimonio rurale e monumentale presente nelle aree periurbane inserendolo come potenziale delle aree periferiche e integrandolo alle attività urbane; incentivano la multifunzionalità delle aree agricole periurbane previste dal Progetto territoriale per il paesaggio regionale "Patto città-campagna"; limitano la proliferazione dell'insediamento nelle aree rurali.

A3 - Struttura e componenti antropiche e storico-culturali
3.2 componenti dei paesaggi urbani

<p>3. Valorizzare i paesaggi e le figure territoriali di lunga durata; 5. Valorizzare il patrimonio identitario culturale-insediativo; 6. Riqualificare i paesaggi degradati delle urbanizzazioni contemporanee.</p>	<p>tutelare e valorizzare le specificità e i caratteri identitari dei centri storici e dei sistemi insediativi storici e il riconoscimento delle invarianti morfologiche urbane e territoriali così come descritti nella sezione B;</p>	<p>prevedono la riqualificazione dei fronti urbani dei centri, con il mantenimento delle relazioni qualificanti (fisiche, ambientali, visive) tra insediamento e spazio rurale; tutelano la struttura insediativa della valle d'Itria e la distribuzione dell'insediamento rurale sparso con le tipiche costruzioni dei trulli e dai muretti a secco connotanti l'addensamento della maglia rurale nei pressi degli agglomerati urbani storici; contrastano la dispersione insediativa lungo la maglia viaria storica Cisternino - Ostuni - Ceglie - Martina Franca e in generale su tutto il territorio dell'ambito; preservano le relazioni fisiche e visive tra città e waterfront urbani storici e promuovono progetti di riqualificazione urbanistica dei waterfront di recente formazione, in coerenza con le indicazioni del Progetto territoriale per il paesaggio regionale del PPTR La valorizzazione e la riqualificazione integrata dei paesaggi costieri. salvaguardano la mixité funzionale e sociale dei centri storici con particolare attenzione alla valorizzazione delle tradizioni produttive artigianali; tutelano i manufatti storici e gli spazi aperti agricoli relittuali inglobati nei recenti processi di edificazione; salvaguardano i varchi ineditati lungo gli assi lineari infrastrutturali, in particolare lungo la SS16 e lungo le strade di connessione ai centri di Putignano, Noci e Castellaneta; contrastano l'insorgenza di espansioni abitative in discontinuità con i tessuti urbani preesistenti, e favoriscono progetti di recupero paesaggistico dei margini urbani degradati;</p>
<p>4.4 Valorizzare l'edilizia e manufatti rurali tradizionali anche in chiave di ospitalità agriturismo; 5. Valorizzare il patrimonio identitario culturale-insediativo; 5.2 Promuovere il recupero delle masserie, dell'edilizia rurale e dei manufatti in pietra a secco; 8. Progettare la fruizione lenta dei paesaggi; 9.5 Dare profondità' al turismo costiero, creando sinergie con l'entroterra.</p>	<p>valorizzare i sistemi di relazioni tra costa e interno;</p>	<p>promuovono la gestione integrata di funzioni e di servizi tra insediamenti costieri e interno; promuovono forme di mobilità sostenibile tra i centri costieri e i centri interni, al fine di creare un sistema integrato di fruizione e valorizzazione del patrimonio storico-culturale, naturalistico, rurale, enogastronomico, in coerenza con le indicazioni dei Progetti territoriali per il paesaggio regionale del PPTR Sistema infrastrutturale per la Mobilità dolce e Sistemi territoriali per la fruizione dei beni patrimoniali; promuovono il recupero del patrimonio edilizio rurale esistente (come masserie e poderi e l'articolazione del complesso sistema dei Trulli); valorizzano le medie e piccole città storiche dell'entroterra, e incoraggiano anche forme di ospitalità diffusa (albergo diffuso) come alternativa alla realizzazione di seconde case nella valle d'Itria e sulla costa;</p>
<p>6. Riqualificare i paesaggi degradati delle urbanizzazioni contemporanee. 6.3 Definire i margini urbani e i confini dell'urbanizzazione; 6.4 Contenere i perimetri urbani da nuove espansioni edilizie e promuovere politiche per contrastare il consumo di suolo; 6.5 Promuovere la riqualificazione, la ricostruzione, e il recupero del patrimonio edilizio esistente; 6.6 Promuovere la riqualificazione delle urbanizzazioni periferiche; 6.7 Riqualificare gli spazi aperti periurbani e/o interclusi; 6.8 Potenziare la multifunzionalità delle aree agricole periurbane.</p>	<p>potenziare le relazioni paesaggistiche, ambientali, funzionali tra città e campagna riqualificando gli spazi aperti periurbani e interclusi (campagna del ristretto);</p>	<p>specificano, anche cartograficamente, gli spazi aperti interclusi dai tessuti edilizi urbani e gli spazi aperti periurbani; ridefiniscono i margini urbani attraverso il recupero della forma compiuta dei fronti urbani verso lo spazio agricolo; potenziano il rapporto ambientale, alimentare, fruitivo, ricreativo, fra città e campagna ai diversi livelli, in coerenza con quanto indicato dal Progetto territoriale per il paesaggio regionale Patto città/campagna;</p>
<p>4. Riqualificare e valorizzare i paesaggi rurali storici; 5. Valorizzare il patrimonio identitario culturale-insediativo; 4.1 Valorizzare i caratteri peculiari dei paesaggi rurali storici; 4.5 Salvaguardare gli spazi rurali e le attività agricole.</p>	<p>riqualificare e restaurare i paesaggi rurali, valorizzando il rapporto degli stessi con le aree agricole contermini.</p>	<p>individuano, anche cartograficamente, gli elementi dell'architettura rurale (edifici, manufatti, infrastrutture, sistemazioni e partizioni rurali) ai fini di garantire la tutela; evitano la proliferazione di edificazioni che snaturano il rapporto tra edificato e spazio agricolo;</p>
<p>6. Riqualificare i paesaggi degradati delle urbanizzazioni contemporanee 9.4 Riqualificare ecologicamente gli insediamenti a specializzazione turistico-balneare; 9.6 Decomprimere la costa attraverso progetti di delocalizzazione.</p>	<p>promuovere e incentivare la riqualificazione ecologica, paesaggistica, urbana e architettonica degli insediamenti costieri a specializzazione turistico balneare, e in genere i tessuti edilizi a specializzazione turistica e ricettiva;</p>	<p>individuano, anche cartograficamente, le urbanizzazioni paesaggisticamente improprie e abusive, attraverso la loro delocalizzazione anche tramite apposite modalità perequative o ne mitigano gli impatti. promuovono il miglioramento dell'efficienza ecologica dei tessuti edilizi a specializzazione turistica e dei complessi residenziali-turistico-riettivi presenti lungo il litorale adriatico, in particolare la costa tra Rosa Marina, Marina di Ostuni, Torre San Sabina e Specchiolla;</p>
<p>6. Riqualificare i paesaggi degradati delle urbanizzazioni contemporanee; 11. Garantire la qualità territoriale e paesaggistica nella riqualificazione, riuso e nuova realizzazione delle attività produttive e delle infrastrutture.</p>	<p>riqualificare le aree produttive dal punto di vista paesaggistico, ecologico, urbanistico edilizio ed energetico.</p>	<p>individuano, anche cartograficamente, le aree produttive da trasformare prioritariamente in APPEA (Aree Produttive Paesaggisticamente e Ecologicamente Attrezzate) secondo quanto delineato dalle Linee guida sulla progettazione e gestione di aree produttive paesisticamente e ecologicamente attrezzate; promuovono la riqualificazione delle aree produttive e commerciali di tipo lineare lungo le direttrici regionali, attraverso progetti volti a ridurre l'impatto visivo, migliorare la qualità paesaggistica ed architettonica, rompere la continuità lineare dell'edificato e valorizzare il rapporto con le aree agricole contermini.</p>

A.3.3 le componenti visivo percettive		
3. Salvaguardare e valorizzare i paesaggi e le figure territoriali di lunga durata.	salvaguardare e valorizzare le componenti delle figure territoriali dell'ambito descritte nella sezione B.2 della scheda, in coerenza con le relative Regole di riproducibilità (sezione B.2.3.1);	impediscono le trasformazioni territoriali (nuovi insediamenti residenziali turistici e produttivi, nuove infrastrutture, impianti tecnologici e di produzione energetica) che alterino o compromettano le componenti e le relazioni funzionali, storiche, visive, culturali, simboliche ed ecologiche che caratterizzano la struttura delle figure territoriali; individuano gli elementi detrattori che alterano o interferiscono con le componenti descritte nella sezione B.2 della scheda, compromettendo l'integrità e la coerenza delle relazioni funzionali, storiche, visive, culturali, simboliche, ecologiche, e ne mitigano gli impatti;
3. Salvaguardare e Valorizzare i paesaggi e le figure territoriali di lunga durata.	salvaguardare e valorizzare lo skyline del costone murgiano orientale (caratterizzante l'identità regionale e d'ambito, evidente e riconoscibile dalla piana olivetata) e inoltre gli altri orizzonti persistenti dell'ambito, con particolare attenzione a quelli individuati dal PPTR (vedi sezione A.3.6 della scheda);	individuano cartograficamente ulteriori orizzonti persistenti che rappresentino riferimenti visivi significativi nell'attraversamento dei paesaggi dell'ambito al fine di garantirne la tutela; impediscono le trasformazioni territoriali che alterino il profilo degli orizzonti persistenti o interferiscano con i quadri delle visuali panoramiche; impediscono le trasformazioni territoriali (nuovi insediamenti residenziali, turistici e produttivi, nuove infrastrutture, , impianti tecnologici e di produzione energetici) che compromettano o alterino il profilo e la struttura del costone caratterizzata secondo quanto descritto nella sezione B.2.;
3. Salvaguardare e Valorizzare i paesaggi e le figure territoriali di lunga durata.	salvaguardare le visuali panoramiche di rilevante valore paesaggistico, caratterizzate da particolari valenze ambientali, naturalistiche e storico culturali, e da contesti rurali di particolare valore testimoniale;	individuano cartograficamente le visuali di rilevante valore paesaggistico che caratterizzano l'identità dell'ambito, al fine di garantirne la tutela e la valorizzazione; impediscono le trasformazioni territoriali che interferiscano con i quadri delle visuali panoramiche o comunque compromettano le particolari valenze ambientali storico culturali che le caratterizzano;
7. Valorizzare la struttura estetico-percettiva dei paesaggi della Puglia; 7.1 Salvaguardare i grandi scenari caratterizzanti l'immagine regionale.	valorizzare i grandi scenari e le visuali panoramiche come risorsa per la promozione, anche economica, dell'ambito, per la fruizione culturale-paesaggistica e l'aggregazione sociale;	incentivano azioni di conoscenza e comunicazione, anche attraverso la produzione di specifiche rappresentazioni dei valori paesaggistici descritti nella sezione B.2.;
5. Valorizzare il patrimonio identitario culturale-insediativo. 7. Valorizzare la struttura estetico-percettiva dei paesaggi della Puglia; 7.2 Salvaguardare i punti panoramici e le visuali panoramiche (bacini visuali, fulcri visivi).	salvaguardare, riqualificare e valorizzare i punti panoramici posti in corrispondenza dei nuclei insediativi principali, dei castelli e di qualsiasi altro bene architettonico e culturale posto in posizione orografica privilegiata, dal quale sia possibile cogliere visuali panoramiche di insieme dei paesaggi identificativi delle figure territoriali dell'ambito, nonché i punti panoramici posti in corrispondenza dei terrazzi naturali accessibili tramite la rete viaria o i percorsi e sentieri ciclo-pedonali. Con particolare riferimento alle componenti elencate nella sezione A.3.6 della scheda;	verificano i punti panoramici potenziali indicati dal PPTR ed individuano cartograficamente gli altri siti naturali o antropico-culturali da cui è possibile cogliere visuali panoramiche di insieme delle "figure territoriali", così come descritte nella Sezione B delle schede, al fine promuovere la fruizione paesaggistica dell'ambito; individuano i con visuali corrispondenti ai punti panoramici e le aree di visuale in essi ricadenti al fine di garantirne la tutela; impediscono modifiche allo stato dei luoghi che interferiscano con i con visuali formati dal punto di vista e dalle linee di sviluppo del panorama; riducono gli ostacoli che impediscono l'accesso al belvedere o ne compromettano il campo di percezione visiva e definiscono le misure necessarie a migliorarne l'accessibilità; individuano gli elementi detrattori che interferiscono con i con visuali e stabiliscono le azioni più opportune per un ripristino del valore paesaggistico dei luoghi e per il miglioramento della percezione visiva dagli stessi. promuovono i punti panoramici come risorsa per la fruizione paesaggistica dell'ambito in quanto punti di accesso visuale preferenziali alle figure territoriali e alle bellezze panoramiche in coerenza con le indicazioni dei Progetti territoriali per il paesaggio regionale del PPTR Sistema infrastrutturale per la Mobilità dolce e Sistemi territoriali per la fruizione dei beni patrimoniali.
5. Valorizzare il patrimonio identitario culturale-insediativo. 5.6 Riqualificare e recuperare l'uso delle infrastrutture storiche (strade, ferrovie, sentieri, tratturi); 7. Valorizzare la struttura estetico-percettiva dei paesaggi della Puglia; 7.3 Salvaguardare e valorizzare le strade, le ferrovie e i percorsi panoramici e di interesse paesistico-ambientale.	salvaguardare, riqualificare e valorizzare i percorsi, le strade e le ferrovie dai quali è possibile percepire visuali significative dell'ambito. Con particolare riferimento alle componenti elencate nella sezione A.3.6 della scheda;	implementano l'elenco delle strade panoramiche indicate dal PPTR (Progetti territoriali per il paesaggio regionale del PPTR Sistema infrastrutturale per la Mobilità dolce) e individuano cartograficamente le altre strade da cui è possibile cogliere visuali di insieme delle figure territoriali dell'ambito; individuano fasce di rispetto a tutela della fruibilità visiva dei paesaggi attraversati e impediscono le trasformazioni territoriali lungo i margini stradali che compromettano le visuali panoramiche; definiscono i criteri per la realizzazione delle opere di corredo alle infrastrutture per la mobilità (aree di sosta attrezzate, segnaletica e cartellonistica, barriere acustiche) in funzione della limitazione degli impatti sui quadri paesaggistici; indicano gli elementi detrattori che interferiscono con le visuali panoramiche e stabiliscono le azioni più opportune per un ripristino del valore paesaggistico della strada; valorizzano le strade panoramiche come risorsa per la fruizione paesaggistica dell'ambito in quanto canali di accesso visuale preferenziali alle figure territoriali e alle bellezze panoramiche, in coerenza con le indicazioni dei Progetti territoriali per il paesaggio regionale del PPTR Sistema infrastrutturale per la Mobilità dolce;
5. Valorizzare il patrimonio identitario culturale-insediativo. 5.5 Recuperare la perceibilità e l'accessibilità monumentale alle città storiche; 7. Valorizzare la struttura estetico-percettiva dei paesaggi della Puglia; 7.4 Salvaguardare e riqualificare i viali storici di accesso alla città; 11. Garantire la qualità territoriale e paesaggistica nella riqualificazione, riuso e nuova realizzazione delle attività produttive e delle infrastrutture.	salvaguardare, riqualificare e valorizzare gli assi storici di accesso alla città e le corrispondenti visuali verso le "porte" urbane.	individuano i viali storici di accesso alle città, al fine di garantirne la tutela e ripristinare dove possibile le condizioni originarie di continuità visiva verso il fronte urbano impediscono interventi lungo gli assi di accesso storici che compromettano, riducendola o alterandola, la relazione visuale prospettica del fronte urbano; evitando la formazione di barriere e gli effetti di discontinuità. impediscono interventi che alterino lo skyline urbano o che interferiscano con le relazioni visuali tra asse di ingresso e fulcri visivi urbani; attuano misure di riqualificazione dei margini lungo i viali storici di accesso alle città attraverso la regolamentazione unitaria dei manufatti che definiscono i fronti stradali e dell'arredo urbano; prevedono misure di tutela degli elementi presenti lungo i viali storici di accesso che rappresentano quinte visive di pregio (filari alberati, ville perliurbane).

Per quanto attiene alle strutture e componenti antropiche e storico culturali presenti nell'ambito paesaggistico interessato, l'intervento di cui trattasi per localizzazione non crea alcuna interferenza con "beni paesaggistici" di cui all'art. 136 del Codice ("immobili ed aree di notevole interesse pubblico"), né con beni paesaggistici di cui all'art.142, comma 1,lett.h del Codice ("Zone gravate da usi civici") né con beni paesaggistici di cui all'art.142,comma 1, lett. m, del Codice ("zone di interesse archeologico"); né con ulteriori contesti" della struttura antropica e storico-culturale, di cui al comma 3 dell'art.74 delle NTA del PPTR, ovvero l'intervento di cui trattasi non interferisce con alcun "bene paesaggistico" rientrante nel sistema struttura antropica e storico culturale di cui al co.2 dell'art.74 delle NTA del PPTR ed individuate nella specifica cartografia tematica del PPTR.

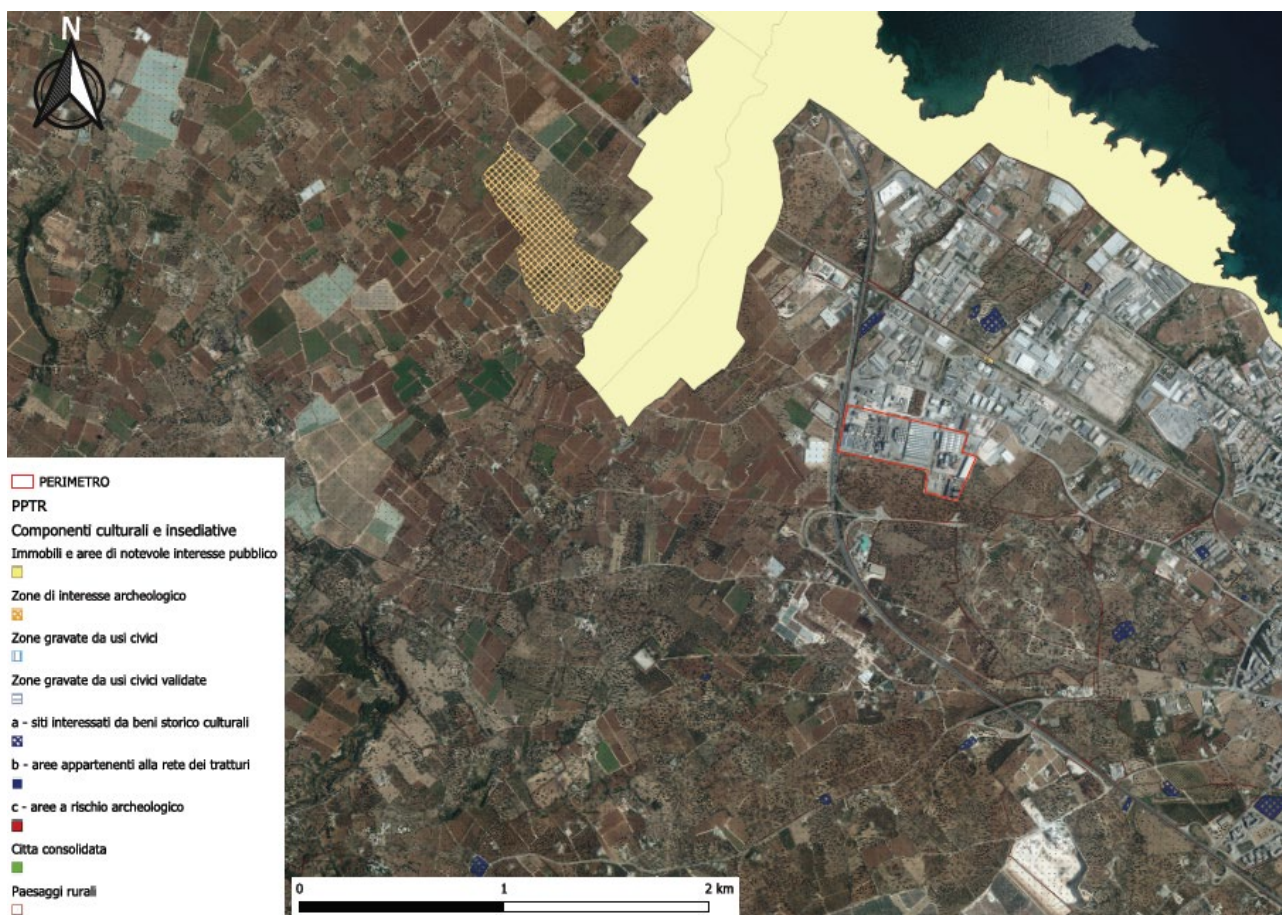


Figura 8: componenti culturali-insediative (ortofoto 2019 SIT Puglia) - Gruppo Marseglia

3.5 PIANO NITRATI (PAN)

In adempimento a quanto previsto dalla Direttiva 91/676/CEE, relativa alla "protezione delle acque dall'inquinamento provocato dai nitrati provenienti da fonti agricole", e dal D.Lgs. 152/2006, con il quale è stata recepita la suddetta direttiva, la Regione Puglia ha messo in atto una serie di iniziative mirate a ridurre l'inquinamento delle acque causato, direttamente o indirettamente, dai nitrati di origine agricola e a prevenire qualsiasi ulteriore inquinamento di questo tipo.

Nello specifico, ai sensi dell'art. 92 del D.Lgs. 152/2006, la Regione si è impegnata a:

- designare le Zone Vulnerabili da Nitrati di origine agricola (ZVN), riesaminarle e, se necessario, opportunamente rivedere o completare le designazioni almeno ogni quattro anni;
- predisporre e attuare, con cadenza quadriennale, un programma di controllo per verificare le concentrazioni dei nitrati nelle acque dolci per il periodo di un anno, oltre a riesaminare lo stato eutrofico causato dall'azoto delle acque dolci superficiali, delle acque di transizione e delle acque marino costiere;

- definire e attuare nelle ZVN un Programma d'Azione Nitrati (di seguito PAN), obbligatorio per la tutela e il risanamento delle acque dall'inquinamento da nitrati di origine agricola, riesaminarlo ed eventualmente rivederlo per lo meno ogni quattro anni.

La Regione Puglia, in fase di prima attuazione del dettato normativo, con DGR n. 2036 del 30.12.2005 ha provveduto alla Designazione e Perimetrazione delle Zone Vulnerabili da Nitrati di origine agricola (ZVN) nel territorio della regione Puglia e con successiva DGR n. 19 del 23.01.2007 ha approvato il relativo **Programma d'Azione (PAN)**. Le stesse aree sono state riesaminate e confermate dapprima con DGR n. 1317 del 3.06.2010 e, successivamente, con DGR n. 282 del 25.02.2013, contestualmente al PAN.

Con DGR n. 754 del 26 aprile 2011 si è provveduto ad affidare all'IRSA/CNR di Bari la verifica delle perimetrazioni ed eventuale ridesignazione delle ZVN nonché la revisione del programma d'azione; pertanto, con DGR n. 1787 del 01.10.2013 è stata approvata la nuova perimetrazione e designazione delle ZVN (come proposta dall'IRSA-CNR di Bari) che ha interessato le aree in cui coesistono elementi predisponenti e riscontri analitici particolarmente evidenti imputabili ad inquinamenti da fonti diffuse di origine agricola. Al contempo, sono state individuate aree da sottoporre a specifico monitoraggio di approfondimento laddove non risulta ben definita l'origine della contaminazione o si registrano anomalie nei dati analitici del periodo 2008/2011.

Con DGR n. 1408 del 6.09.2016 è stato approvato il Piano d'Azione Nitrati di seconda generazione, da applicarsi nelle aree individuate con DGR 1787/2013.

Infine, con **Deliberazione della Giunta Regionale 07 febbraio 2017, n. 147** è stata effettuata una ulteriore rettifica della perimetrazione e designazione delle Zone Vulnerabili da nitrati di origine agricola, nella quale è compresa l'area del Comune di Monopoli.

I riferimenti catastali delle porzioni di territorio del Comune di Monopoli (BA) dove sono allocati gli impianti della IGE sono di seguito riportati.

Tabella 5: informazioni catastali IGE

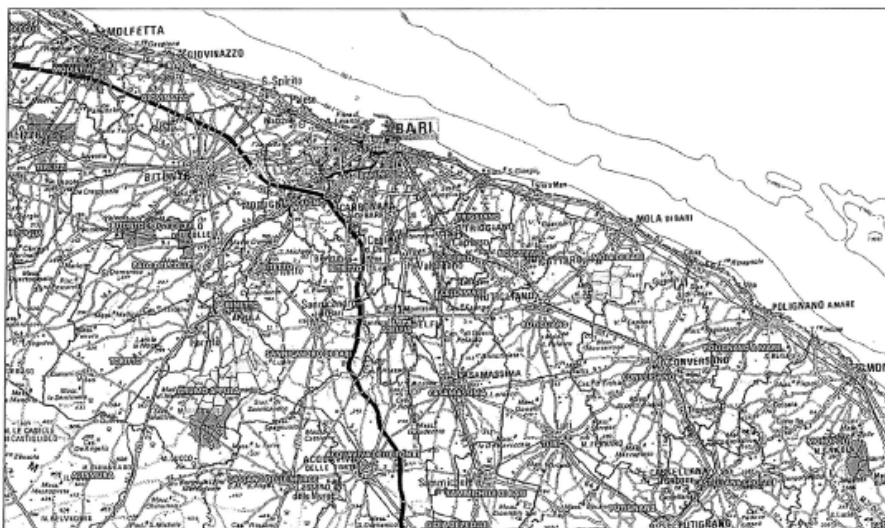
	Foglio	Particella
Impianto BS1	9	348, 349
Impianto BL1	9	354, 355
Impianto BL2	9	433, 413, 335, 341, 314, 32, 412 (parte)
Cabina ENEL	9	412 (parte), 350, 351, 353, 432, 215

Come si può osservare dalla figura seguente, il foglio catastale **9** (nel quale è inserita l'area di interesse) **non ricade né nelle aree a monitoraggio di approfondimento, né nelle zone vulnerabili ai nitrati.**

AREE VULNERABILI DA NITRATI DI ORIGINE AGRICOLA

ALLEGATO 1

AREA N. 8 – TERLIZZI/GRUMO APPULA



Legenda

□ LIMITI COMUNALI ZVN 2016

■ ZONE VULNERABILI DA NITRATI (ZVN)

□ AREE A MONITORAGGIO DI APPROFONDIMENTO (AM)

0 2.5 5 7.5 10 km

ZONA VULNERABILE DA NITRATI		
COMUNE	NUMERO DI FOGLI CATASTALI INTERESSATI	SUPERFICIE (HA)
Bitonto	104-105	195
Grumo Appula	59-60-64-65-70-71	728
Molfetta	25-26-33-34-35	568
Monopoli	87-88-105-107	435
Palo del Colle	6-7-8-15-16-19-26	904
Terlizzi	7-12-13-14-16-17	611
TOTALE		3.442

AREE A MONITORAGGIO DI APPROFONDIMENTO		
COMUNE	NUMERO DI FOGLI CATASTALI INTERESSATI	SUPERFICIE (HA)
Grumo Appula	14-15-19-20-21-22-28-34-35-36-37-42-43-44-45-46-52-53-54	1.787
Mola di Bari	31-38-39-42	570
TOTALE		2.357

REGIONE PUGLIA

DIPARTIMENTO AGRICOLTURA, SVILUPPO RURALE E TUTELA DELL'AMBIENTE

Sezione Risorse Idriche



Si fa presente, che con la D.G.R. n.389 del 19/03/2020 (a rettifica della D.G.R. n.2273 del 02/12/2019), all'allegato A, viene incluso nella perimetrazione delle Zone Vulnerabili da Nitrati di

origine Agricola anche il foglio di mappa n.39 del Comune di Monopoli, ma **il vincolo non interessa le particelle del Progetto in esame.**



Figura 9: zone vulnerabili da nitrati ex D.G.R. n.389/2022 (ortofoto 2019 SIT Puglia). In verde le aree vulnerabili ai nitrati

3.6 PIANO D'ASSETTO IDROGEOLOGICO

La Legge n. 183/1989 sulla difesa del suolo ha stabilito che il bacino idrografico, inteso come "il territorio dal quale le acque pluviali o di fusione delle nevi e dei ghiacciai, defluendo in superficie, si raccolgono in un determinato corso d'acqua direttamente o a mezzo di affluenti, nonché il territorio che può essere allagato dalle acque del medesimo corso d'acqua, ivi compresi i suoi rami terminali con le foci in mare ed il litorale marittimo prospiciente".

Strumento di gestione del bacino idrografico è il Piano di Bacino che si configura quale strumento di carattere "conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d'uso finalizzate alla conservazione, difesa e valorizzazione del suolo e alla corretta utilizzazione delle acque, sulla base delle caratteristiche fisiche ed ambientali del territorio interessato".

L'impianto iniziale della Legge 183/1989 ha subito nel tempo integrazioni dovute soprattutto alla constatazione della difficoltà da parte delle Autorità di Bacino e delle Regioni di elaborare un Piano di Bacino con la varietà di contenuti previsti, oltre a situazioni di emergenza determinate da eventi meteorici estremi.

Il primo comma stabilisce che, in attesa della pianificazione di bacino, le Autorità di Bacino adottino misure di salvaguardia immediatamente vincolanti ed in vigore fino all'approvazione del Piano e comunque per non più di tre anni.

Il secondo comma introduce la possibilità di redigere ed approvare i Piani di Bacino per sottobacini o tematismi che in ogni caso devono costituire fasi sequenziali ed interrelate rispetto ai contenuti di cui al comma 3 art. 17 L. 189/1989.

Con l'alluvione di Sarno viene emanato il Decreto 180/1998 che dà un impulso alla pianificazione stralcio fissando una data per l'adozione dei rispettivi piani al 31/12/1998, poi slittata al 30/06/1999, con la Legge di conversione 267/1998, data poi definitivamente fissata al 30/04/2001 con la Legge di conversione del Decreto Soverato n. 279/2000.

Il Piano di Assetto Idrogeologico (P.A.I.) della Regione Puglia è un piano tematico a stralcio del Piano di Bacino adottato da parte del Consiglio Istituzionale dell'Autorità d'Ambito il 15 dicembre 2004; il PAI è uno strumento dinamico di pianificazione come dimostrano le numerose modifiche apportate a seguito delle osservazioni e degli elementi forniti da comuni, province e privati in merito alla perimetrazione delle aree interessate dal rischio idraulico ed idrogeologico.

Con il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 19 giugno 2019 - G.U. n. 194 del 20 Agosto 2019 è stata approvata la variante Piano stralcio Assetto Idrogeologico (PAI).

3.6.1 Contenuti essenziali del PAI

Il P.A.I. adottato dalla regione Puglia ha le seguenti finalità:

- la sistemazione, la conservazione ed il recupero del suolo nei bacini imbriferi, con interventi idrogeologici, idraulici, idraulico – forestali, idraulico – agrari compatibili con i criteri di recupero naturalistico;
- la difesa ed il consolidamento dei versanti e delle aree instabili, nonché la difesa degli abitati e delle infrastrutture contro i movimenti franosi ed altri fenomeni di dissesto;
- il riordino del vincolo idrogeologico;
- la difesa, la sistemazione e la regolazione dei corsi d'acqua;
- lo svolgimento funzionale dei servizi di polizia idraulica, di piena, di pronto intervento idraulico, nonché di gestione degli impianti.

A tal fine il PAI prevede la realizzazione dei seguenti interventi:

- la definizione del quadro del rischio idraulico ed idrogeologico in relazione ai fenomeni di dissesto evidenziati;
- l'adeguamento degli strumenti urbanistico-territoriali;
- l'apposizione di vincoli, l'indicazione di prescrizioni, l'erogazione di incentivi e l'individuazione delle destinazioni d'uso del suolo più idonee in relazione al diverso grado di rischio riscontrato;
- l'individuazione di interventi finalizzati al recupero naturalistico ed ambientale, nonché alla tutela ed al recupero dei valori monumentali ed ambientali presenti;
- l'individuazione di interventi su infrastrutture e manufatti di ogni tipo, anche edilizi, che determinino rischi idrogeologici, anche con finalità di rilocalizzazione;
- la sistemazione dei versanti e delle aree instabili a protezione degli abitati e delle infrastrutture con modalità di intervento che privilegino la conservazione ed il recupero delle caratteristiche naturali del terreno;
- la difesa e la regolarizzazione dei corsi d'acqua, con specifica attenzione alla valorizzazione della naturalità dei bacini idrografici;
- il monitoraggio dello stato dei dissesti.

La determinazione più rilevante ai fini dell'uso del territorio è senza dubbio l'individuazione delle aree a pericolosità idraulica e idrogeologica ovvero a rischio di allagamento o di frana.

3.6.2 Analisi del rischio idraulico

La classificazione delle aree caratterizzate da un significativo livello di pericolosità idraulica contenute nel PAI e definite in funzione del regime pluviometrico e delle caratteristiche morfologiche del territorio, è la seguente:

- Aree a alta probabilità di inondazione. Porzioni di territorio interessate da allagamenti con un tempo di ritorno (frequenza) inferiore a 30 anni;
- Aree a media probabilità di inondazione. Porzioni di territorio interessate da allagamenti con un tempo di ritorno (frequenza) compresa fra 30 anni e 200 anni;
- Aree a bassa probabilità di inondazione. Porzioni di territorio interessate da allagamenti con un tempo di ritorno (frequenza) compresa fra 200 anni e 500 anni;

Dalla composizione della probabilità di inondazione (P), della vulnerabilità del territorio (V), espressa in termini di possibile grado di distruzione e di valore esposto (E), espressa in termini monetari a quantificazione del possibile danno arrecato, è stato definito il rischio idraulico:

- Aree a rischio molto elevato – R4;
- Aree a rischio elevato – R3;
- Aree a rischio medio – R2;

- Aree a rischio basso – R1.

Sulla risorsa web <http://www.adb.puglia.it> è disponibile la cartografia relativa alle aree a rischio idrogeologico individuate nel territorio pugliese.

Non vi sono nell'area di intervento zone interessate dal Piano d'Assetto Idrogeologico, pertanto le attività previste non sono a rischio idrogeologico.

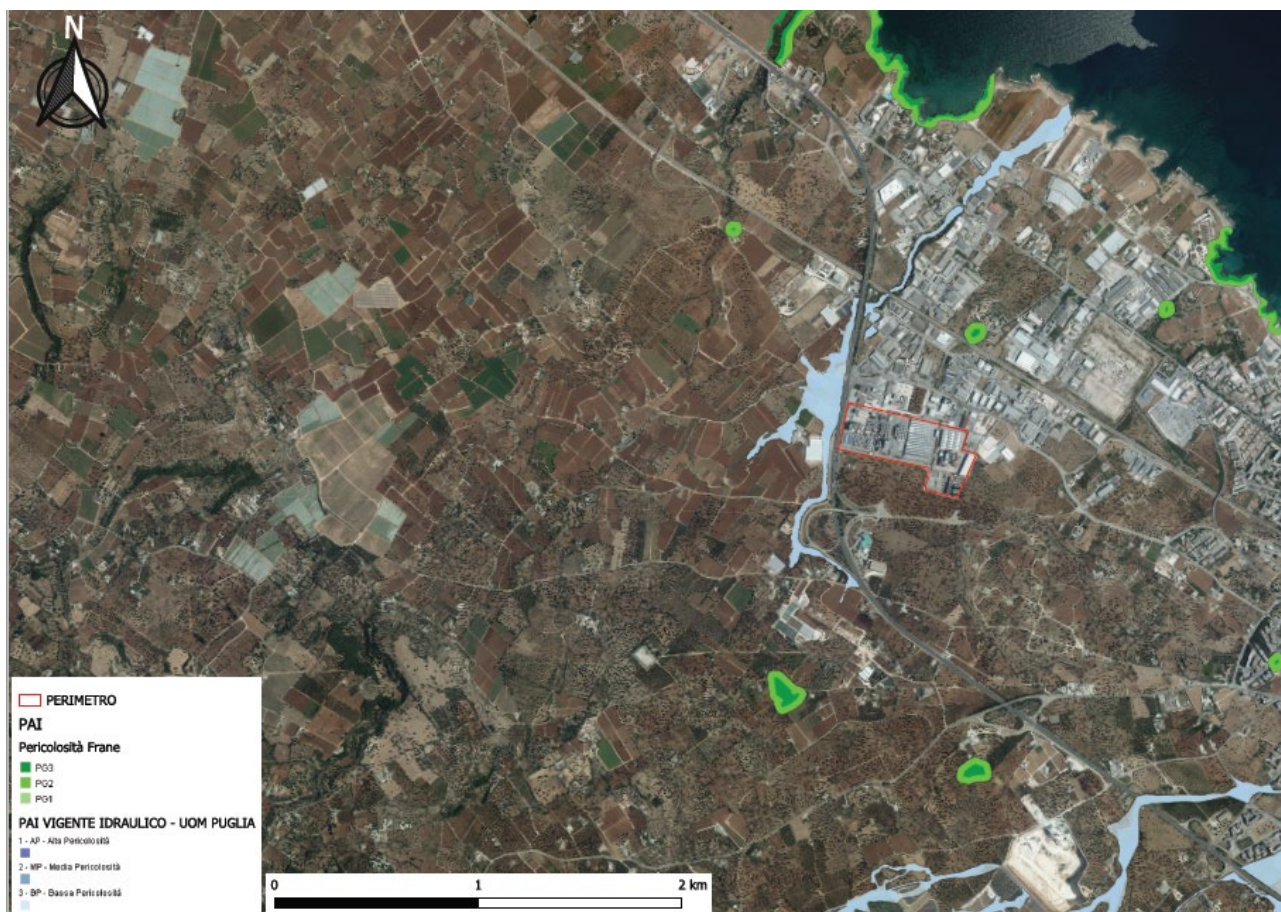


Figura 10: PAI (ortofoto 2019 SIT Puglia) – Gruppo Marseglia – Gruppo Marseglia

3.7 PIANO DI TUTELA DELLE ACQUE (PTA)

Il Piano di Tutela delle Acque è stato approvato con **Delibera di Consiglio n. 230 del 20 ottobre 2009**. Tale Piano è individuato dal D. Lgs. 152/06 come strumento prioritario di pianificazione regionale per il raggiungimento ed il mantenimento degli obiettivi di qualità ambientale per i corpi idrici significativi superficiali e sotterranei e degli obiettivi per specifica destinazione, nonché della tutela qualitativa e quantitativa del sistema idrico.

In merito alle limitazioni rispetto all'uso del suolo previste dal predetto piano, al fine di consentire il rispetto delle direttive di tutela poste alla base del progetto di piano in questione, contestualmente alla suddetta delibera di giunta regionale sono state adottate le prime "Misure di

Salvaguardia", aventi natura prescrittiva, finalizzate a garantire la piena e immediata tutela delle risorse idriche, rinviando l'assunzione di norme di dettaglio al termine dell'iter di approvazione.

Tali norme, recepite nell'Allegato 14 - Programma delle misure allegato al piano approvato, di fatto confermano la perimetrazione delle aree già tutelate attraverso le prime "Misure di Salvaguardia" adottate nel 2007.

Sulla base di studi integrati del territorio e delle acque sotterranee il piano ha delimitato dei comparti fisico geografici del territorio meritevoli di tutela perché di strategica valenza per l'alimentazione dei corpi idrici sotterranei, giungendo ad una zonizzazione che individua le Zone di protezione Speciale, codificate come A, B, C e D, con importanza decrescente nell'ordine, e quindi con diverse misure di salvaguardia:

Aree A

- Caratteristiche: sono state definite su aree di prevalente ricarica, inglobano una marcata ridondanza di sistemi carsici complessi (campi a doline, elementi morfo-idrologici con recapito finale in vora o inghiottitoio; ammasso roccioso in affioramento e scarsa presenza di copertura umica, aree a carsismo sviluppato con interconnessioni in affioramento), sono aree a bilancio idrogeologico positivo, hanno bassa antropizzazione e uso del suolo non intensivo (bassa stima dei carichi di azoto, pressione compatibile);
- Tutela: devono essere assicurate la difesa e la ricostruzione degli equilibri idraulici e idrogeologici, superficiali e sotterranei;
- Divieti: realizzazione di opere che comportino la modificazione di regime naturale delle acque (infiltrazione e deflusso), fatte salve le opere necessarie alla difesa del suolo e alla sicurezza delle popolazioni, e che alterino la morfologia del suolo e del paesaggio carsico, apertura e l'esercizio di nuove discariche per rifiuti solidi urbani, ecc...

Aree B

- Caratteristiche: presenza di una, seppur modesta, attività antropica con sviluppo di attività agricole, produttive e infrastrutturali;
- Tutela: devono essere assicurate la difesa e la ricostruzione degli equilibri idraulici e idrogeologici, di deflusso e di ricarica;
- Divieti: la realizzazione di opere che comportino la modificazione del regime naturale delle acque (infiltrazione e deflusso), fatte salve le opere necessarie alla difesa del suolo e alla sicurezza delle popolazioni; spandimento di fanghi e compost; cambiamenti dell'uso del

suolo, fatta eccezione per l'attivazione di opportuni programmi di riconversione verso metodi di coltivazione biologica o applicando criteri selettivi di buona pratica agricola;

Aree C/D

- Caratteristiche: si localizzano acquiferi definibili strategici, con risorse da riservare all'approvvigionamento idropotabile;
- Tutela: misure di salvaguardia atte a preservare lo stato di qualità dell'acquifero;
- Divieti: forte limitazione alla concessione di nuove opere di derivazione.

Nella Tavola B del PTA sono definite le seguenti "Aree di vincolo d'uso degli acquiferi", per ognuna delle quali valgono specifiche prescrizioni:

- **aree interessate da contaminazione salina;**
- **aree di tutela quantitativa;**
- **aree di tutela quali-quantitativa.**

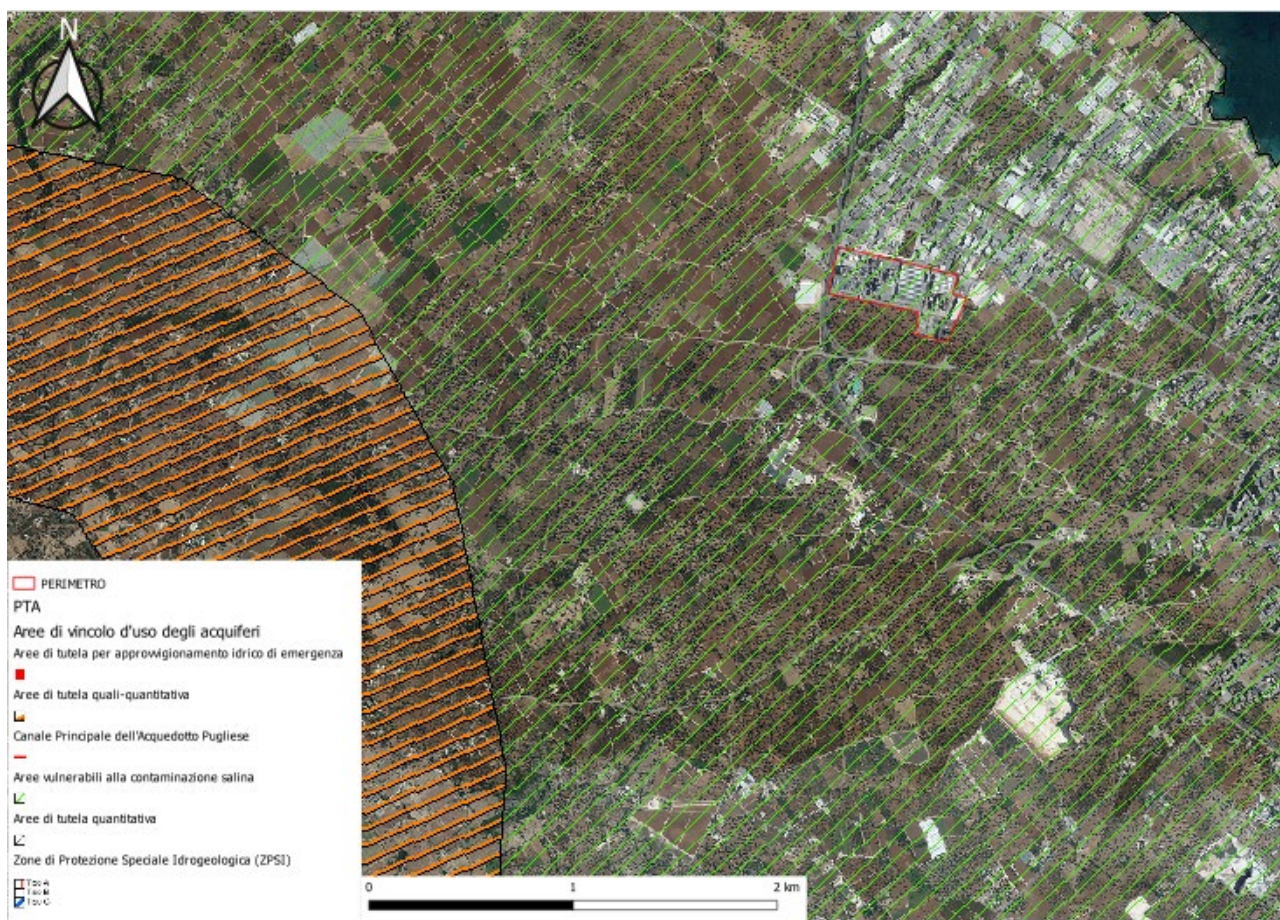


Figura 11: PTA (ortofoto 2019 SIT Puglia) – Gruppo Marseglia

L'attività in progetto non ricade in aree perimetrate dal PTA alla Tav. A "Zone di Protezione Speciale Idrologica (ZPSI)" e quindi non è soggetto alle prescrizioni e alle tutele dettate da questa tipologia di aree.

Invece, **l'impianto ricade tra le aree vulnerabili alla contaminazione salina**, tuttavia, **il progetto in esame non prevede la realizzazione di nuovi pozzi di emungimento e quindi il rilascio di nuove concessioni, ovvero la richiesta di rinnovo di concessioni al prelievo di acque di falda.**

Inoltre, nell'art. 53 del Titolo VI delle NTA, per la tutela di aree interessate da contaminazione salina si prevede quanto segue:

"Nelle aree costiere interessate da contaminazione salina riportate nell'Allegato C6 del Piano di Tutela delle Acque, fatto salvo quanto previsto dal precedente art.47 comma 3, lettere a) e b):

- a) è sospeso il rilascio di nuove concessioni per il prelievo di acque dolci di falda da utilizzare a fini irrigui (ossia per l'irrigazione di colture destinate sia alla produzione di alimenti per il consumo umano ed animale sia a fini non alimentari) o industriali (ossia come acqua antincendio, di processo, di lavaggio e per i cicli termici dei processi industriali), ad eccezione di quelle da utilizzare per usi pubblici o domestici (di cui al successivo comma 3);*
- b) è consentito il prelievo di acque marine di invasione continentale per tutti gli usi produttivi (compresi gli impianti natatori) per impianti di scambio termico o dissalazione a condizione che:*
 - i. le opere di captazione siano realizzate in maniera tale da assicurare il perfetto isolamento del perforo nel tratto di acquifero interessato dalla circolazione di acque dolci e di transizione;*
 - ii. venga preventivamente indicato il recapito finale delle acque usate, nel rispetto della normativa vigente."*

Pertanto, le prescrizioni imposte dal PTA **non trovano diretta applicazione.**

Le attività previste non creano alcuna interferenza e/o modificazione significativa dei corpi idrici sotterranei. L'intervento è compatibile con le limitazioni e prescrizioni del PTA, quindi da ritenersi compatibile con le previsioni di piano.

3.8 ZONIZZAZIONE SISMICA DEL TERRITORIO

In data 08/05/2003 è stata pubblicata su Gazzetta Ufficiale l'ordinanza relativa ai "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica".

L'ordinanza, approvata dal Consiglio dei Ministri in data 26 marzo 2003, contiene la riclassificazione delle zone a rischio sismico.

L'aggiornamento della mappa, redatta per la prima volta nel 1984 a seguito di vecchi decreti emanati dal ministero dei lavori pubblici dopo il terremoto dell'Irpinia del 1982, è stato elaborato anche sulla base della classificazione stilata dal Consiglio Sismico Nazionale nel 1997.

Attualmente l'ultima versione della mappa aggiornata è del 2006.

Nell'immagine seguente, viene riportato un estratto della cartografia ufficiale con l'indicazione delle zone di rischio sismico stabilite per le diverse zone della Puglia e della Basilicata.

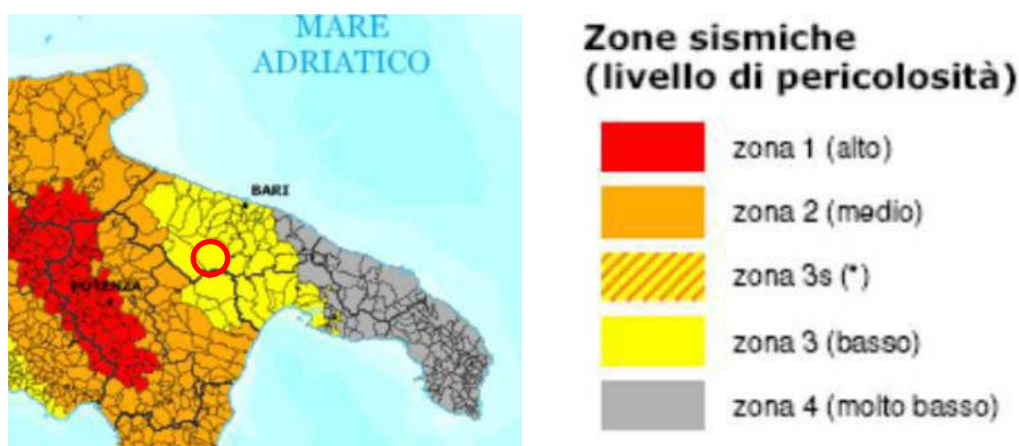


Figura 12: Rischio Sismico – Classificazione sismica del territorio

Nel caso specifico del comune di Monopoli, la classificazione del 2006 fa ricadere il territorio comunale in Zona Sismica 4 (molto basso livello di pericolosità).

Per la realizzazione del progetto in esame, non è prevista la realizzazione di nuove opere edilizie.

3.9 PIANO REGIONALE DEI TRASPORTI

Le attività di pianificazione dei trasporti della Regione Puglia hanno portato alla redazione del Piano Triennale dei Servizi (P.T.S.) previsto dall'art. 8 della L.R. 13/1998 e del Nuovo Piano Regionale dei Trasporti (P.R.T.) approvato con DGR n. 814 del 23.03.2010 in ottemperanza a quanto disposto dall'art.14 del D.Lgs. n. 422/1997 e del Nuovo Piano Generale dei Trasporti e della Logistica.

Successivamente, con Deliberazione della Giunta Regionale N. 598 DEL 26-04-2016, sono stati approvati il Piano Attuativo del Piano Regionale dei Trasporti 2015-2019 ed il Piano Triennale dei Servizi 2015-2017.

In linea generale si deve sottolineare che le due attività, P.T.S. e P.R.T., sono state svolte in forma strettamente integrata, per cui al termine del lavoro, completati gli studi per il P.R.T., la Puglia dispone di un quadro organico e complessivo della programmazione del sistema integrato dei trasporti regionali.

L'unitarietà fisica e funzionale del Sistema Nazionale dei Trasporti impone l'assunzione di obiettivi regionali coerenti con gli obiettivi assunti a scala nazionale, dal Piano Generale dei Trasporti (P.G.T.); di conseguenza gli obiettivi posti a base della redazione del P.R.T. della Puglia sono:

- garantire adeguati livelli di accessibilità all'intero territorio regionale, ovviamente con valore dei parametri di misura dell'accessibilità (tempi di accesso, qualità del trasporto, costo del trasporto) differenziati in relazione alle caratteristiche delle diverse aree territoriali;
- rendere minimo il costo generalizzato della mobilità mediante interventi sia di tipo organizzativo della gestione e sia di potenziamento dei servizi e delle infrastrutture di trasporto;
- ottimizzare la salvaguardia dell'ambiente agendo, secondo una linea ormai consolidata, sulla ripartizione modale della domanda di trasporto passeggeri e merci, ma anche introducendo una linea di intervento per modificare il parco veicolare finalizzata al progressivo aumento di veicoli "non inquinanti";
- migliorare ed aumentare il livello di sicurezza, operando sulla ripartizione modale, ma anche sul livello di sicurezza delle infrastrutture stradali;
- assicurare trasporto di qualità alla domanda debole includendo le aree a bassa densità insediativa e le persone con ridotte capacità motoria;
- configurare un assetto del sistema di trasporto che si caratterizzi per elevata affidabilità e regolarità utilizzando tecnologia da un lato ed incremento di informazione dall'altro;
- massimizzare l'efficacia funzionale e l'efficienza socio-economica degli investimenti, mirando cioè ad ottimizzare il risultato di ogni somma di denaro investita nel sistema;
- rispettare i vincoli imposti da direttive nazionali ed extra-nazionali, sia di natura finanziaria che relativi ad esternalità territoriali/ambientali.

Per quanto attiene specificatamente il trasporto delle merci, comparto produttivo nel quale rientra a pieno titolo l'attività di trasporto dei rifiuti, la Puglia, pur con i limiti legati all'interconnessione del territorio della provincia di Lecce con la restante parte della rete regionale e sovraregionale, è tra le

realità più industrializzate del Mezzogiorno e, analogamente a quanto accade in tutti i contesti in cui si assiste ad una espansione economica, soggetta ad un fenomeno di crescita dei flussi di traffico merci.

L'area oggetto degli interventi è nella zona industriale di Monopoli, adiacente alla SS16 in prossimità dell'uscita "zona industriale".

L'impianto gode di un accesso sulla SS16 pressoché diretto che garantisce il raggiungimento dell'impianto dai veicoli di trasporto in modo fluido e sicuro.

Pertanto è evidente che **il traffico in ingresso e in uscita non interesserà il centro urbano di Monopoli e in alcun modo costituirà un ulteriore elemento di pressione per i flussi di traffico cittadini.**

È importante sottolineare che con la conversione a metano in progetto, si avrà addirittura una riduzione del traffico connesso all'approvvigionamento delle biomasse liquide. Ne consegue che il traffico veicolare subirà una sostanziale riduzione.

Infine, la Giunta regionale con Deliberazione n. 754 del 23.05.2022, pubblicata sul Bollettino Ufficiale della Regione Puglia (BURP) n. 62 del 03.06.2022, ha adottato la proposta di Aggiornamento del Piano Attuativo 2021-2030 del Piano Regionale dei Trasporti. Dalla consultazione della documentazione attualmente disponibile **non sono emersi elementi in contrasto con tale proposta di aggiornamento del piano attuativo 2021-2030.**

3.10 RETE NATURA 2000

Natura 2000 indica un sistema previsto dall'UE di aree protette organizzato in una rete distribuite nel territorio degli stati membri e destinate alla salvaguardia della biodiversità mediante la conservazione di habitat naturali e di specie animali e vegetali. In accordo alle Direttive "Habitat (92/43/CEE)" ed "Uccelli" (79/409/CEE)", la Rete Natura 2000 si compone di due tipologie di aree protette, i Siti d'Importanza Comunitaria (SIC) e le zone di Protezione Speciale (ZPS). Tali zone possono essere distinte, parzialmente sovrapposte o completamente sovrapposte.

In Italia, il recepimento delle Direttive ha dato vita al programma di ricerca nazionale denominato Bioitaly, attraverso il quale equipe regionali di esperti locali hanno individuato le aree da inserire nella Rete. Allo stato attuale in Puglia si rilevano 77 SIC e 16 ZPS.

L'area in esame **non ricade all'interno di siti di interesse naturalistico di importanza comunitaria** (S.I.C. e Z.P.S.) (pertanto non è soggetta a preventiva "valutazione d'incidenza") nè nell'ambito delle altre tipologie di aree naturali protette.



Figura 13: SIC e ZPS – Gruppo Marseglia

3.11 PIANO REGIONALE DI QUALITÀ DELL'ARIA

Il "Piano Regionale di Qualità dell'Aria (PRQA)" è stato emanato con Regolamento Regionale del 21 maggio 2008 n. 6 ed è stato redatto con l'obiettivo di individuare, all'interno del territorio regionale, le aree per le quali è necessario effettuare valutazioni specifiche in sede di rilascio di autorizzazioni alle emissioni in atmosfera.

La caratterizzazione delle zone (o zonizzazione) su scala regionale rappresenta una delle principali finalità del PRQA poiché attraverso il piano sono state definite le zone del territorio regionale che richiedono interventi di risanamento della qualità dell'aria (ex art.8 D.Lgs. n. 351/1999) e nelle quali è sufficiente l'adozione di piani di mantenimento (ex. art. 9 D.Lgs. n. 351/1999).

Con il piano è stata anche effettuata una valutazione della qualità dell'aria nei diversi comuni pugliesi, attraverso un metodo di stima ed estrapolazione dei dati misurati attraverso le centraline di rilevazione presenti sul territorio regionale che, tuttavia, non coprono tutti i comuni pugliesi.

Sono stati adottati diversi criteri di stima di seguito brevemente illustrati nei tratti generali:

- 3.1 Emissioni da traffico - Zonizzazione sulla base del criterio di similarità: Il criterio di similarità ha portato alla definizione di un set di indicatori demografici (n° abitanti) e statistici (n° autoveicoli, n° autovetture) individuando i comuni per i quali le misure della qualità dell'aria indicano il superamento dei limiti previsti per gli inquinanti normati dal D.M.60/02, nell'anno di riferimento – 2005. Tra questi comuni è stato individuato il "*comune di riferimento*" (Manfredonia), ovvero quello con i più bassi valori degli indicatori considerati. È stato successivamente valutato, per ciascun indicatore, il numero dei comuni con un valore uguale o maggiore al comune riferimento, formando degli insiemi. Di questi insiemi, si è scelto quello contenente il maggior numero di comuni e a questi è stato associato il livello di concentrazione del comune di riferimento, nonché le stesse misure di risanamento.
- 3.2 Emissioni da traffico - Zonizzazione sulla base dell'inventario regionale delle emissioni: Si è scelto di analizzare i dati relativi al Macrosettore 7 "*Trasporto su strada*", con riferimento alle emissioni di NO₂, cioè uno dei due inquinanti per i quali si hanno superamenti dei limiti di legge. Si sono analizzate sia le emissioni da strade urbane sia quelle complessive (strade urbane più strade extraurbane). Al contrario, dal calcolo sono state escluse le emissioni da traffico autostradale sul quale le misure di risanamento del PRQA non incidono, essendo rivolte al miglioramento e allo snellimento della mobilità nelle aree abitate. In questo caso, i comuni sono stati suddivisi in 4 classi, in funzione delle tonnellate/anno di NO₂ emesse.
- 3.3 Emissioni da fonti industriali: Sono stati selezionati i comuni sul cui territorio ricadono gli impianti responsabili delle maggiori emissioni in atmosfera degli inquinanti ex D.M. n.60/02 e per i quali il PRQA si pone obiettivi di riduzione. Tali impianti sono quelli rientranti nelle categorie 1, 2, 3, 4 e 5 (limitatamente a quelli con emissioni in atmosfera rilevanti) dell'allegato I del D. Lgs. n. 59/2005.

Sulla base dei dati a disposizione (Dati qualità dell'aria - Inventario delle emissioni) è stata effettuata la zonizzazione del territorio regionale e sono state individuate "*Misure di mantenimento*" per le zone che non mostrano particolari criticità (Zone D) e misure di risanamento per quelle che, invece, presentano situazioni di inquinamento dovuto al traffico veicolare (Zone A), alla presenza di impianti industriali soggetti alla normativa IPPC (Zone B) o ad entrambi (Zone C).

Con Deliberazione n. 2436 del 20/12/2019, la Giunta Regionale ha avviato il procedimento di Valutazione Ambientale Strategica ai sensi dell'art. 5, comma 1, lettere q) e r) del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., ancora in fase preliminare.

Pertanto, nel presente documento, si è fatto riferimento al "Piano Regionale di Qualità dell'aria (PRQA)" emanato con Regolamento Regionale del 21 maggio 2008 n. 6 attualmente di riferimento.

In tale contesto, l'impianto ricade nel comune di Monopoli in zona tipizzata dal PRQA come "C" – traffico e attività produttive, situato anche in prossimità del limite amministrativo del Comune di Polignano a mare, classificato come zona "D" - ovvero ove non si rilevano valori di qualità dell'aria critici, né la presenza di insediamenti industriali di rilievo.

Per le zone "C" le misure di risanamento indicate nel "Piano Regionale di Qualità dell'aria (PRQA)" 2008 hanno l'obiettivo di *ridurre le emissioni di inquinanti degli insediamenti industriali* e, pertanto, prevedono una serie di misure per gli impianti IPPC e soggetti a VIA, nei quali ricade la IBO, quali:

- Per gli impianti IPPC la misura consiste nel *rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale per impianti esistenti e nuovi di competenza statale*, di cui la IBO è già dotata per le attività in essere e che verrà modificata per l'avvio delle nuove attività in progetto;
- *Effettuazione nell'ambito delle procedure di VIA di valutazioni che tengano conto dell'impatto globale sull'area di ricaduta delle emissioni con riferimento alle informazioni contenute nel PRQA*, di cui la IBO è già dotata per le attività in essere.

Come si evince dalla tabella seguente, il comune di Monopoli è inserito fra i comuni della Zona C nei quali, oltre a emissioni da traffico autoveicolare, si rileva la presenza di insediamenti produttivi rilevanti. In Zona C ricadono le maggiori aree industriali della regione (Brindisi, Taranto) e altri comuni caratterizzati da siti produttivi impattanti.

Tabella 6: Distribuzione dei comuni nel Piano Regionale Qualità dell'Aria

ZONA	Denominazione della Zona	Comuni	Popolazione (ab.)	Superficie (km)	Caratteristiche della zona
C	traffico e attività produttive	Bari, Barletta, Brindisi, Cerignola, Corato, Fasano, Foggia, Lecce, Lucera, Manfredonia, Modugno, Monopoli , San Severo, Taranto	1.297.490	3.740,0	Comuni nei quali, oltre a emissioni da traffico autoveicolare, si rileva la presenza di insediamenti produttivi rilevanti. In questa zona ricadono le maggiori aree industriali della regione (Brindisi, Taranto) e gli altri comuni caratterizzati da siti produttivi impattanti.

Le misure per la mobilità e per l'educazione ambientale previste dal Piano si applicano in via prioritaria nei comuni rientranti nelle Zone A e C. Le misure per il comparto industriale, invece, si applicano agli impianti industriali che ricadono nelle Zone B e C.

L'impianto ricade in zona tipizzata dal PRQA come "C" – traffico e attività produttive - in prossimità del limite amministrativo del Comune di Polignano a mare, classificato come zona "D" ovvero ove non si rilevano valori di qualità dell'aria critici, né la presenza di insediamenti industriali

di rilievo. Le misure di risanamento indicate nel "Piano Regionale di Qualità dell'aria (PRQA)" prevedono le seguenti azioni.

Tabella 7: Misure per il comparto industriale

	SETTORE D'INTERVENTO	MISURA	MOTIVAZIONE	SOGGETTI RESPONSABILI
I.1	I.P.P.C.	Rilascio Autorizzazione integrata ambientale a impianti esistenti e nuovi di competenza statale	RIDURRE LE EMISSIONI INQUINANTI DEGLI INSEDIAMENTI INDUSTRIALI	STATO
I.2		Rilascio Autorizzazione Integrata Ambientale a impianti esistenti di competenza Regionale		REGIONE
I.3	VIA	Effettuazione nell'ambito delle procedure di VIA di valutazioni che tengano conto dell'impatto globale sull'area di ricaduta delle emissioni con riferimento alle informazioni contenute nel PRQA		STATO /REGIONE

3.12 AREE AD ELEVATO RISCHIO DI CRISI AMBIENTALE

La normativa nazionale (art. 7 Legge 349/86, art. 74 del D. Lgs. 112/98) e regionale (art. 8 L.R. 17/2000) definisce come "aree ad elevato rischio di crisi ambientale" quelle zone caratterizzate da gravi alterazioni degli equilibri ecologici nei corpi idrici, nell'atmosfera e nel suolo che comportano rischio per l'ambiente e la popolazione.

In ambito regionale, mediante D.P.C.M. del 30/11/1990 sono state dichiarate ad elevato rischio di crisi ambientale le aree di Brindisi e Taranto.

Gli impianti di IGE e, più in generale, gli impianti del Gruppo Marseglia presenti nella zona industriale di Monopoli non rientrano nella perimetrazione delle aree ad elevato rischio ambientale.

3.13 PIANO URBANISTICO GENERALE COMUNALE

Lo strumento che attualmente disciplina l'attività edificatoria e l'assetto urbanistico generale del territorio del Comune di Monopoli è costituito dal **Piano Urbanistico Generale (P.U.G.)**.

Il **vecchio Piano Regolatore Generale** prevedeva l'ubicazione e l'estensione della zona industriale di Monopoli all'interno della quale ricadevano tutti i suoli su cui attualmente sorge l'insediamento del Gruppo Marseglia.

Con il **nuovo Piano Urbanistico Generale**, recentemente approvato in maniera definitiva con Delibera di C.C. del 22 dicembre 2010 dal Comune di Monopoli, come aggiornato dagli adeguamenti del 2014, 2018, 2019 e 2020 sono state confermate le previsioni del vecchio Piano Regolatore Generale, **ampliando la previsione di utilizzo dei suoli limitrofi al complesso impiantistico del Gruppo Marseglia per insediamenti produttivi anche per i suoli confinanti in direzione Sud ed Est.**

In merito all'inquadramento del suolo, ai sensi del vigente PUG di Monopoli, si riscontra che tutto il complesso di proprietà del Gruppo Marseglia in cui insistono gli impianti di Ital Green Energy srl ricade all'interno delle zone PUG/programmatico, destinate ad attività produttive esistenti o di nuovo insediamento come meglio chiarito nella seguente figura.

Secondo il vigente P.U.G. di Monopoli, l'area sulla quale ricade il Progetto in esame ha la destinazione urbanistica di tipo "I1 - industriale".

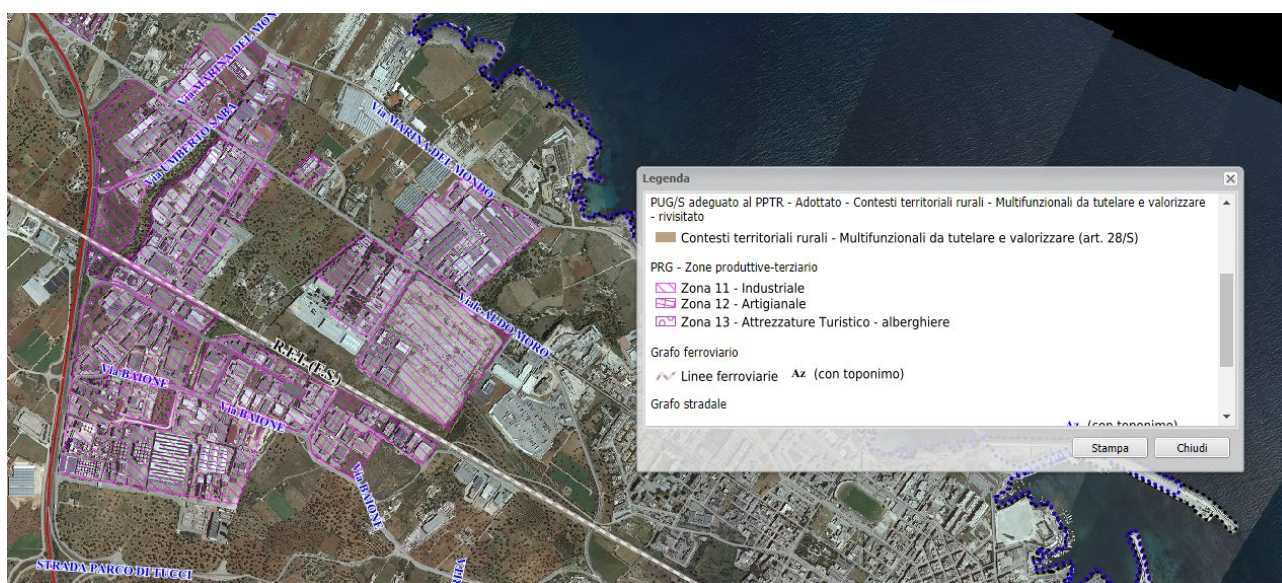


Figura 14: Area di intervento su stralcio planimetrico del PRG di Monopoli

In particolare, dalla lettura delle NTA allegata al PUG di cui si riporta uno stralcio di seguito, si riscontra **che l'ubicazione dell'impianto in relazione alle attività svolte è in linea con le disposizioni del nuovo PUG di Monopoli.**






	Contesti territoriali - urbani esistenti consolidati per attività.
	Contesti territoriali - urbani della trasformazione per attività di nuovo impianto
	Contesti territoriali - urbani della trasformazione variante

Figura 15: contesti territoriali urbani esistenti (fonte: [GeoData.WebGis \(geodatasrl.eu\)](http://GeoData.WebGis(geodatasrl.eu)))

3.14 COERENZA CON I PIANI TERRITORIALI, VINCOLI E TUTELE

Dalla disamina dei piani e programmi che insistono sul territorio di interesse risulta l'assenza di evidenti elementi ostativi alla realizzazione del progetto.

Si fornisce di seguito una sintesi delle valutazioni condotte nei paragrafi precedenti in cui si evidenziano eventuali criticità e normative alle quali ottemperare per garantire la piena coerenza del progetto con gli strumenti normativi che insistono sul territorio.

Tabella 8: verifica della coerenza con la pianificazione territoriale

PIANIFICAZIONE	COERENZA
PPTR - Struttura idrogeomorfologica	le attività previste non risultano in contrasto con gli obiettivi di qualità della componente.
PPTR - Struttura ecosistemica ed ambientale	le attività previste non risultano in contrasto con gli obiettivi di qualità della componente.

PIANIFICAZIONE	COERENZA
PPTR - Struttura antropica e storico culturale	Per quanto attiene alle Strutture e componenti antropiche e storico culturali presenti nell'Ambito paesaggistico interessato dall'intervento di cui trattasi per localizzazione non crea alcuna interferenza con "beni paesaggistici" di cui all'art. 136 del Codice ("immobili ed aree di notevole interesse pubblico"), né con beni paesaggistici di cui all'art.142, comma 1,lett.h del Codice ("Zone gravate da usi civici") né con beni paesaggistici di cui all'art.142,comma 1, lett. m, del Codice ("zone di interesse archeologico"); né con ulteriori contesti" della struttura antropica e storico-culturale, di cui al comma 3 dell'art.74 delle NTA del PPTR, ovvero l'intervento di cui trattasi non interferisce con alcun "bene paesaggistico" rientrante nel sistema struttura antropica e storico culturale di cui al co.2 dell'art.74 delle NTA del PPTR ed individuate nella specifica cartografia tematica del PPTR.
Piano nitrati	il foglio catastale 9 (nel quale è inserita l'area di interesse) non ricade né nelle aree a monitoraggio di approfondimento, né nelle zone vulnerabili ai nitrati.
Piano d'assetto idrogeologico	Non vi sono nell'area di intervento zone interessate dal Piano d'Assetto Idrogeologico, pertanto le attività previste non creano alcuna interferenza e/o modificazione significativa della componente paesaggistica di pregio del predetto sistema.
Piano di tutela delle acque	L'attività in progetto non ricade in aree perimetrate dal PTA alla Tav. A "Zone di Protezione Speciale Idrologica (ZPSI)" e quindi non è soggetto alle prescrizioni e alle tutele dettate da questa tipologia di aree. Invece, l'impianto ricade tra le aree vulnerabile alla contaminazione salina, tuttavia il progetto in esame non prevede la realizzazione di nuovi pozzi o il rilascio di nuove concessioni, per cui le prescrizioni imposte dal PTA non trovano diretta applicazione. Le attività previste non creano alcuna interferenza e/o modificazione significativa dei corpi idrici sotterranei. Si può concludere che l'intervento è compatibile con le limitazioni e prescrizioni del PTA, quindi da ritenersi compatibile con le previsioni di piano.
Zonizzazione sismica del territorio	Nel caso specifico del comune di Monopoli, la classificazione del 2006 fa ricadere il territorio comunale in Zona Sismica 4 (molto basso livello di pericolosità).
Piano regionale dei trasporti	L'impianto gode di un accesso sulla SS16 pressoché diretto che garantisce il raggiungimento dell'impianto dai veicoli di trasporto in modo fluido e sicuro. Pertanto è evidente che il traffico in ingresso ed un'uscita dall'impianto in progetto non interesserà il centro urbano di Monopoli e quindi in alcun modo costituirà un ulteriore elemento di pressione per i flussi di traffico cittadini. È importante sottolineare che con la conversione a metano in progetto, si avrà una riduzione del traffico connesso all'approvvigionamento delle biomasse liquide. Ne consegue che il traffico veicolare subirà una sostanziale riduzione.

PIANIFICAZIONE	COERENZA
Rete natura 2000	L'area in esame non ricade all'interno di siti di interesse naturalistico di importanza comunitaria (S.I.C. e Z.P.S.) (pertanto non è soggetta a preventiva "valutazione d'incidenza") né nell'ambito delle altre tipologie di aree naturali protette.
Piano regionale di qualità dell'aria	il comune di Monopoli è inserito fra i comuni della Zona C nei quali, oltre a emissioni da traffico autoveicolare, si rileva la presenza di insediamenti produttivi rilevanti. In questa zona ricadono le maggiori aree industriali della regione (Brindisi, Taranto) e gli altri comuni caratterizzati da siti produttivi impattanti.
Territori interessati dalla presenza di produzioni agricole di particolare qualità	L'impianto in progetto non rientra nella perimetrazione delle aree ad elevato rischio ambientale.
Piano urbanistico generale comunale	Secondo il vigente P.U.G. di Monopoli, l'area sulla quale ricade il Progetto in esame ha la destinazione urbanistica di tipo "I1 - industriale".

4. STATO ATTUALE

L'insediamento produttivo di Ital Green Energy srl è ubicato nel sito del Gruppo Industriale Marseglia ove insistono anche altre società del gruppo, tra le quali Casa Olearia Italiana S.p.A., che si occupa di lavorazione di olio vegetale (raffinazione e imbottigliamento) e valorizzazione di sottoprodotti del comparto oleario (essiccazione ed estrazione di olio dalla sansa vergine).

Ital Green Energy srl produce energia elettrica da fonti rinnovabili tramite tre centrali termoelettriche, e un impianto fotovoltaico. Per le centrali termoelettriche la società ha ottenuto l'Autorizzazione Integrata Ambientale con DM n. 331 del 23/11/2016, recentemente oggetto di riesame concluso positivamente con **D.M. n.323 del 01/09/2022**. Il provvedimento include anche lo stabilimento di Casa Olearia Italiana SpA, per via delle connessioni funzionali esistenti fra gli impianti delle due società. Ital Green Energy srl è dotata di Sistema di Gestione Ambientale, certificato secondo norma ISO 14001:2015.

4.1 ITAL GREEN ENERGY SRL

L'attività Ital Green Energy Srl è riconducibile al punto 2 (Centrali termiche ed altri impianti di combustione con potenza termica di almeno 300 MW) dell'Allegato XII al D.Lgs. 152/2006 per le seguenti centrali termoelettriche:

- **BL1** – impianto cogenerativo composto da 3 motogeneratori alimentati bioliquidi, di potenza termica complessiva pari a 57 MWt e potenza elettrica nominale complessiva pari a 24,8 MWe;
- **BL2** – impianto a ciclo combinato composto da 6 motogeneratori alimentati a bioliquidi aventi potenza termica complessiva pari 240 MWt e potenza elettrica nominale complessiva pari a 118 MWe;
- **BS1**, alimentata da biomasse vegetali e da alcune tipologie di rifiuti non pericolosi di analoga consistenza, è costituita da un turboalternatore a condensazione alimentato da un generatore di vapore surriscaldato e sviluppa 49 MWt con produzione di 12 MWe;

Appartengono alla società anche due impianti di produzione di energia elettrica da pannelli fotovoltaici denominati FV1 e FV2, posizionati sul tetto di un capannone, di potenza elettrica nominale rispettivamente pari a 0,9960 MWe e 0,40824 MWe, di trascurabile impatto sull'ambiente.

Oggetto della conversione a metano sono, ovviamente, le centrali BL1 e BL2.

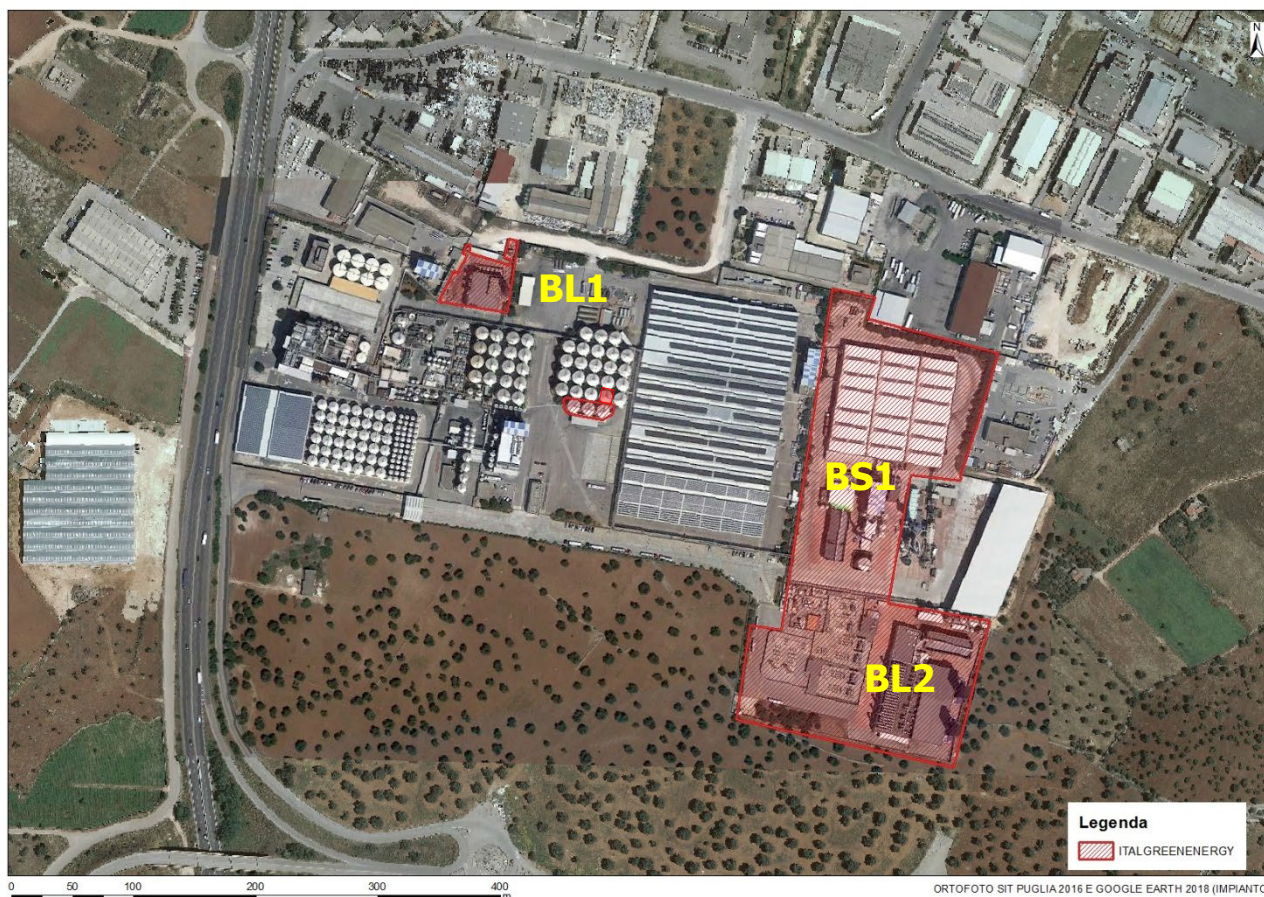


Figura 16: localizzazione area IGE e sue centrali

4.1.1 IMPIANTO BL1

La centrale è ubicata in un capannone industriale con strutture orizzontali e verticali, che presentano una resistenza al fuoco almeno pari a REI 120. Essa è costituita da n. 3 motori endotermici a combustione interna alimentati con miscele di oli e grassi vegetali e animali. L'esercizio è stato autorizzato ai sensi dell'art.12 comma 3 del D.Lgs. n.387/2003 con Determinazione Dirigenziale n.26 del 8 aprile 2003, successivamente volturata in favore di IGE con Determinazione Dirigenziale del 12 marzo 2004. Con Determinazione Dirigenziale n.595 del 21 dicembre 2005, la capacità termica complessivamente installata sui tre motori è stata portata a **57 MW_t (ossia 19 MW_t per singolo motore)** per una potenza elettrica nominale **di 24,840 MWe (ossia 8,280 MWe per singolo motore)**.

A seguito dell'Autorizzazione Integrata Ambientale originaria n. 331/2016, con Atto Dirigenziale n. 72 del 21/06/2017 la Regione Puglia ha aggiornato l'Autorizzazione unica di cui alla DD. N.0595 del 21/12/2005, includendo tra i bioliquidi ammessi a combustione anche "gli oli e grassi animali e vegetali, i loro intermedi e derivati", definiti nella norma tecnica UNI/TS 11163 del 2009.

4.1.1.1 Descrizione della linea produttiva

La centrale termoelettrica di cogenerazione BL1 è un impianto che lavora a ciclo continuo sulle 24 ore per tutto l'anno, con un'ipotesi di impiego di circa 8.600 ore/anno e fermate programmate come da specifiche del costruttore. Nel caso di fermata, sono necessari circa 30 minuti per lo spegnimento del motore dal momento della progressiva riduzione dell'alimentazione del combustibile. Alla rimessa in marcia del motore, per il raggiungimento delle condizioni ottimali di esercizio è necessaria circa un'ora dal momento dell'accensione. La centrale produce energia elettrica alla tensione di 11kV, integralmente ceduta alla rete al netto dei consumi di centrale, tramite lo stallo linea di connessione di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A. presente all'interno dello stabilimento e comune agli impianti di produzione di energia elettrica (BL1, BL2 e BS1). La centrale produce anche energia termica recuperando il calore contenuto nei gas di scarico, attraverso tre caldaie a tubi da fumo.

I tre motori sono alimentati da una miscela di bioliquidi che vengono immagazzinati in prestabiliti serbatoi "primari" in comune con la centrale BL2. Attraverso un sistema articolato di serbatoi "intermedi", posti in testa all'impianto, e trattamento preliminare, il combustibile viene introdotto direttamente nei motori endotermici in maniera automatica.

Le caratteristiche dei tre identici motori endotermici a combustione interna sono le seguenti:

- Marca: **Wartsila;**
- Modello: **W18V32;**
- Tipo: **Sovralimentati a quattro tempi ed iniezione diretta;**
- Configurazione: **a V;**
- Potenza termica nominale: **19 MWt;**
- Numero di cilindri: **18;**
- Diametro cilindro: **320mm;**
- Corsa: **350mm;**
- Velocità media pistone: **8,75 m/s;**
- Rapporto di compressione: **13,8;**
- Pressione media effettiva: **21.3 bar**
- Cilindrata, per cilindro: **28.15 dm⁻³**
- Direzione di rotazione, lato volano: **oraria**
- Potenza all'albero motore: **8280 kW_m.**

I tre motori sono accoppiati ad altrettanti generatori sincroni trifase aventi le seguenti caratteristiche:

- ✓ Marca: **ABB;**
- ✓ Tipo: **trifase a poli salienti, brushless**

- ✓ Potenza nominale: **10040 kVA**;
- ✓ Fattore di potenza: **0,8**;
- ✓ Tensione: **11.000V**;
- ✓ Frequenza: **50Hz**;
- ✓ Velocità: **750 rpm**
- ✓ Rendimento p.f. 0.8: **96,5 %; VEDI NUOVO**
- ✓ Classe di isolamento/temperatura: **F/F**;
- ✓ Protezione: **IP23**;
- ✓ Connessione: **Y**;
- ✓ Tipo: **AMG 1120MP08 DSE**.

Ital Green Energy srl cede a Casa Olearia Italiana SpA il vapore di prodotto nei circuiti di raffreddamento della centrale BL1 (14,60 m³/ora circa). Trattasi di una scelta gestionale volta a privilegiare il recupero interno rispetto al prelievo di risorse esterne (energia e acqua) e quindi a ridurre l'impatto ambientale complessivo dell'attività dell'intero Gruppo Marseglia. Ciò consente di ridurre il consumo di metano da parte di Casa Olearia Italiana S.p.A. per produrre il calore necessario al ciclo produttivo, che allo stato viene invece fornito da IGE.

Per quanto attiene specificatamente alla potenzialità di recupero del calore, la qualità di vapore complessivamente producibile dai vari sistemi di recupero è di circa 10 MW, dei quali è possibile utilizzare nel ciclo produttivo dello stabilimento di COI circa 13 t/h di vapore a 1,21 MPa e 188 °C.

Complessivamente, tenendo conto delle fonti energetiche primarie e dei flussi energetici disponibili per l'utenza, cioè delle potenzialità nette disponibili, si raggiungono i seguenti rendimenti netti:

- elettrico ~ 42%
- termico ~ 18%.

Gli impianti ausiliari funzionali all'esercizio della centrale BL1 sono:

- unità di trattamento combustibile;
- unità di lubrificazione e raffreddamento;
- circuito di raffreddamento dei motori;
- distribuzione di aria in fase di avviamento e a regime;
- impianto di preparazione soluzione di urea;
- impianto di prevenzione incendi;
- sistemi di regolazione, controllo e sicurezza.

4.1.1.2 Consumo di combustibile ad altre materie ausiliarie

Ogni motore alla massima capacità produttiva consuma circa 1,95 t/h di olio pari a complessivi circa 5,85 t/h. Considerando un funzionamento massimo di 8.600 ore/anno, il fabbisogno complessivo di bioliquidi stimato è di circa **50.300 t/anno**.

I combustibili che alimentano la centrale sono miscele di oli e grassi vegetali e animali (con PCI di circa 37,2 MJ/kg) conformi alle tipologie di cui ai punti a), b) e h) dalla Sezione 4 dell'allegato X alla parte V del D.Lgs 152/06, essenzialmente costituiti da:

- ✓ mono-, di- e tri-gliceridi di acidi grassi;
- ✓ acidi grassi saturi e insaturi;
- ✓ glicerina;
- ✓ fosfatidi, glicolipidi, lipoproteine, cere e terpeni (in misura minore).

Altri prodotti (i principali) potenzialmente utilizzabili per la produzione di miscele di alimentazione dei motori sono:

- la stearina di palma, sottoprodotto derivante dalla filtrazione meccanica a freddo dell'olio di palma, ricca di acidi grassi saturi;
- l'olio di palma, grezzo o semiraffinato, derivante dalla spremitura dei frutti di varie varietà di palma coltivate nelle aree tropicali;
- l'olio di cocco grezzo o semiraffinato;
- l'olio di soia grezzo o semiraffinato;
- l'olio di colza grezzo o semiraffinato;
- l'olio di girasole grezzo o semiraffinato;
- grassi animali grezzi e semiraffinati;
- l'oleina di oliva e di semi;
- glicerolo;
- l'olio di sansa grezzo o semiraffinato;
- altri oli vegetali;
- gasolio (solo, eventualmente, per le fasi di avviamento e fermata e nella misura massima del 5% rispetto all'energia elettrica complessivamente prodotta) ad oggi mai utilizzato.

Altre materie prime necessarie per l'esercizio dei motori della centrale BL1 sono l'olio lubrificante, il cui consumo stimato è pari a circa 110 t/anno e l'urea in soluzione al 40% pari a 2.800 t/anno.

4.1.1.3 Consumi idrici

Al fine di ridurre i consumi di acqua per usi industriali, gli impianti di BL1 sono essenzialmente raffreddati ad aria.

I consumi idrici sono essenzialmente dovuti alle utenze di tipo civile (servizi igienici), alimentate con acqua della rete pubblica gestita da Acquedotto Pugliese S.p.A..

I consumi idrici per uso industriale sono costituiti da acqua osmotizzata da utilizzare per la produzione di vapore e acqua per la preparazione della soluzione di urea. L'acqua osmotizzata (circa 13 m³/h) è fornita a titolo oneroso da *Casa Olearia Italiana SpA*, tramite rete di distribuzione. Per la preparazione della soluzione di urea nell'impianto dedicato, che entra in funzione solo quando non è disponibile la fornitura da BL2, può essere utilizzato lo spurgo delle caldaie o acqua osmotizzata fornita da Casa Olearia Italiana SpA.

4.1.1.4 Emissioni in atmosfera

Ogni motore è equipaggiato con sistema di abbattimento delle emissioni (ossidi di azoto e ossido di carbonio) nonché di sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) per i principali parametri di processo: portata, % ossigeno, temperature, pressione, COT, CO, NOx (espresso come NO₂), ossidi di zolfo e polveri. I fumi sono emessi da tre camini (denominati **E2 - IGE, E3 - IGE e E4 - IGE** ognuno a servizio di un motore) inglobati in un unico involucro metallico con emissione ad altezza di 45 m dal piano di calpestio che, singolarmente, possiedono le caratteristiche di seguito riportate:

- ✓ temperatura gas di scarico 270 °C¹¹
- ✓ portata gas di scarico¹² 80.000 Nm³/h.

Le emissioni prodotte sono tipiche di motori endotermici a combustione interna alimentati a oli vegetali, prive di quantità significative di composti dello zolfo.

I tre sistemi di abbattimento delle emissioni sono ognuno costituiti da 4 stadi catalitici di cui 3 di DeNOx-SCR, con aggiunta di urea come agente riducente, e uno di ossidazione per l'abbattimento del CO e degli incombusti. Il dosaggio dell'urea (in soluzione al 40% in peso) è comune ai tre camini e l'aria compressa, necessaria alla nebulizzazione della soluzione, è prelevata dall'impianto di distribuzione centralizzato alla pressione di 6 bar.

¹¹ La temperatura dei fumi in caso di bypass delle caldaie è di circa 340°C.

¹² Dato normalizzato sul secco e all'ossigeno di riferimento (15%).

Di seguito una rappresentazione schematica del sistema di abbattimento.

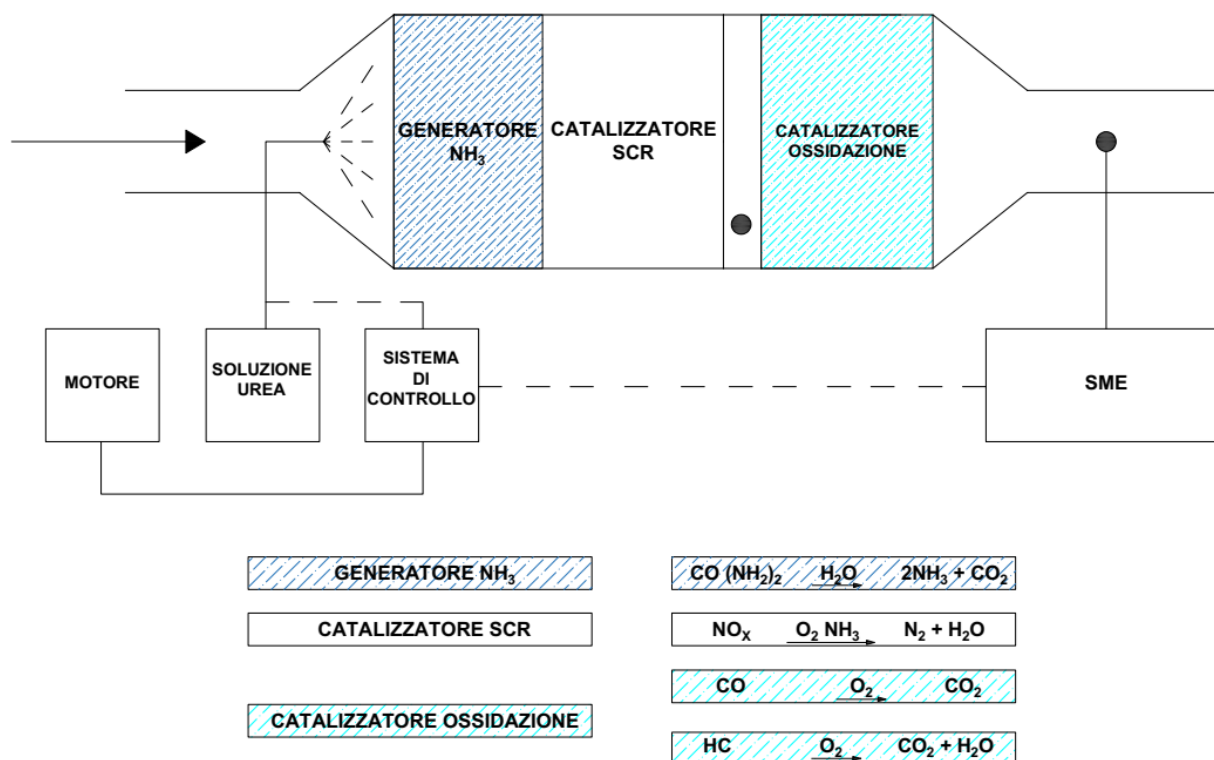
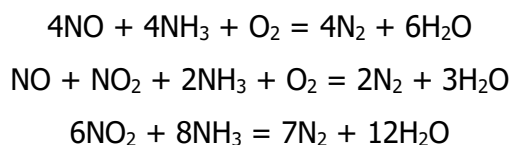


Figura 17: Centrale BL1 - Schema tipo del sistema di abbattimento delle emissioni

Con il sistema **SCR** (Selective Catalytic Reduction) si ottiene la riduzione catalitica degli ossidi di azoto ad azoto elementare (DeNO_x), previa aggiunta alla corrente gassosa di una soluzione di urea. A temperatura superiore a 300°C e in presenza di umidità, l'urea si decompone in ammoniaca e ossidi di carbonio; l'ammoniaca reagisce cataliticamente con gli ossidi di azoto secondo le seguenti reazioni di massima, con efficienza superiore al 90%:



I catalizzatori possono essere metalli nobili, ossidi metallici, zeoliti etc. in grado di funzionare anche a temperature superiori a 300°C.

I gas di scarico entrano nella camera di conversione dove un atomizzatore nebulizza la soluzione di urea contenuta in un serbatoio. La portata della pompa dosatrice dell'urea è regolata automaticamente in feedback attraverso un segnale analogico proveniente dal sistema di controllo delle emissioni che misura la concentrazione di NO a valle del reattore SCR, ottenendo così le migliori prestazioni di abbattimento e quindi evitando inutili sprechi di reagente o emissioni di ammoniaca. L'aria compressa per la nebulizzazione dell'urea è prelevata dall'impianto di distribuzione dell'aria compressa a servizio dell'intera centrale a 6 bar di pressione.

Le emissioni di CO sono ridotte con un altro sistema catalitico **denominato OXICAT**, ubicato dopo l'SCR, che trasforma l'ossido di carbonio e gli eventuali composti organici incombusti in diossido di carbonio. I catalizzatori sono a base di materiali ceramici e ossidi metallici.

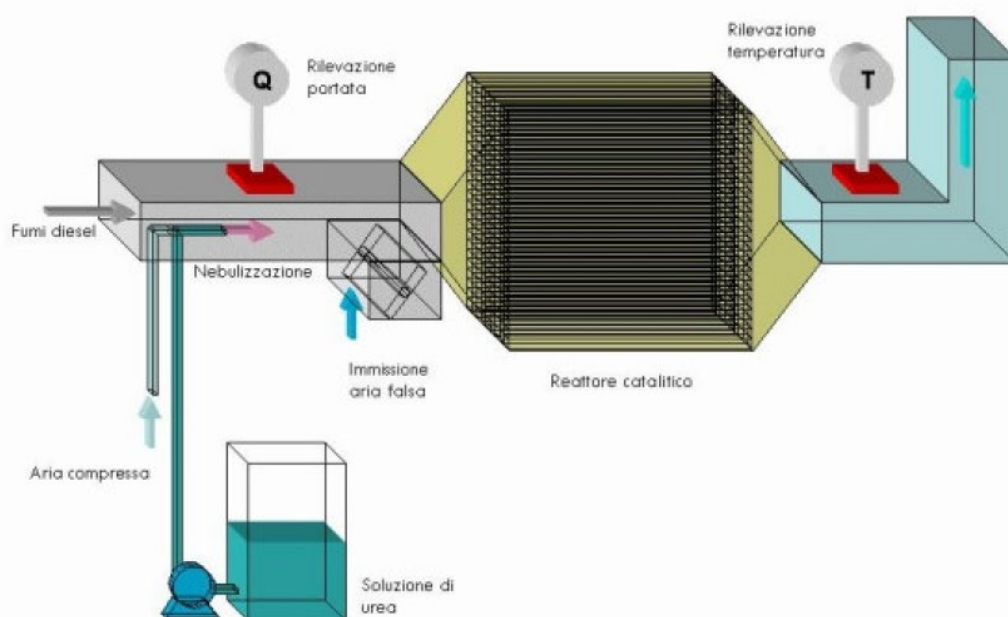
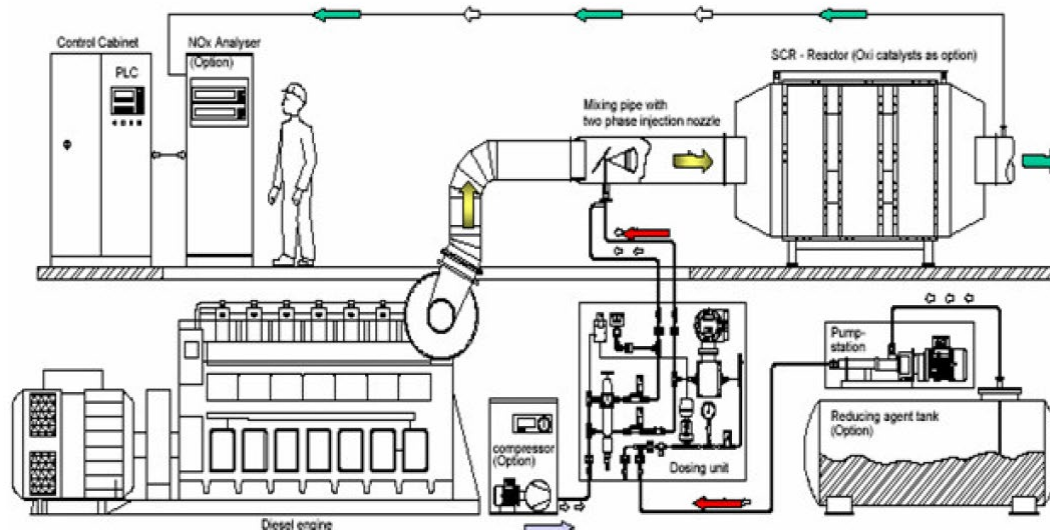


Figura 18: - Centrale BL1 – Schema dell'impianto di abbattimento delle emissioni.

Il consumo di urea per il DeNOx alla massima capacità produttiva è di 2.800 t/anno. La soluzione di urea viene prodotta dall'impianto dedicato. Nel progetto di conversione a metano dei motogeneratori, è previsto di poter anche utilizzare la soluzione di urea prodotta dalla centrale BL2.

La misurazione delle concentrazioni degli inquinanti e la verifica del rispetto dei limiti avvengono secondo le modalità e frequenze indicati in AIA n.323/2022 e riportate nella tabella seguente.

*Tabella 9: BL1 – Parametri monitoraggio emissioni e limiti AIA
(E2 – IGE, E3 – IGE, E4 – IGE)*

Parametri da monitorare	(frequenza)	Limiti AIA
COT valore medio orario	Continuo	8 mg/Nm ³
CO valore medio giorno	Continuo	60 mg/Nm ³
NOx valore medio annuo	Continuo	110 mg/Nm ³
NOx valore medio giorno	Continuo	120 mg/Nm ³
SOx valore medio annuo	Continuo	110 mg/Nm ³
SOx valore medio giorno	Continuo	120 mg/Nm ³
Polveri totali valore medio annuo	Continuo	5 mg/Nm ³
Polveri totali valore medio giorno	Continuo	6 mg/Nm ³
NH ₃	Semestrale	5 mg/Nm ³
Be	Semestrale	0,017 mg/Nm ³
Cd+Hg+Tl	Semestrale	0,034 mg/Nm ³
As+Cr (VI)+Co+Ni (respirabile ed insolubile)	Semestrale	0,17 mg/Nm ³
Se+Te+Ni (polvere)	Semestrale	0,34 mg/Nm ³
Pd+Pt+Rh+Sb+Cr(III)+Cu+Mn+V+Sn+Pb	Semestrale	1,70 mg/Nm ³
sostanze ritenute cancerogene o tossiche per la riproduzione e/o mutagene-classe I	Semestrale	0,034 mg/Nm ³
sostanze ritenute cancerogene o tossiche per la riproduzione e/o mutagene-classe II	Semestrale	0,34 mg/Nm ³
sostanze ritenute cancerogene o tossiche per la riproduzione e/o mutagene-classe III	Semestrale	1,67 mg/Nm ³
sostanze ritenute di tossicità e cumulabilità particolarmente elevate-classe I	Semestrale	0,0034 mg/Nm ³
sostanze ritenute di tossicità e cumulabilità particolarmente elevate-classe II	Semestrale	0,17 mg/Nm ³
sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polvere appartenenti alla classe I	Semestrale	0,067 mg/Nm ³
sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polvere appartenenti alla classe II	Semestrale	0,67 mg/Nm ³
sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polvere appartenenti alla classe III	Semestrale	3,34 mg/Nm ³
Cloro (Cl ₂)	Semestrale	1,67 mg/Nm ³

Parametri da monitorare	(frequenza)	Limiti AIA
H ₂ S	Semestrale	1,67 mg/Nm ³
Bromo e suoi composti espressi come acido bromidrico (HBr)	Semestrale	1,67 mg/Nm ³
Fluoro e suoi composti espressi come acido fluoridrico (HF)	Semestrale	1,67 mg/Nm ³
Ammoniaca e composti a base di cloro espressi come acido cloridrico (HCl)	Semestrale	33,4 mg/Nm ³

4.1.1.5 Rifiuti

L'azienda provvede al deposito temporaneo dei rifiuti in appositi contenitori e alla cessione per la raccolta e il trasporto a ditte autorizzate per il conferimento a recupero e/o smaltimento a impianti autorizzati.

Le principali tipologie di rifiuti derivanti dall'esercizio della centrale BL2 sono:

- ✓ **Catalizzatori esauriti** del sistema di abbattimento delle emissioni in atmosfera (**EER 160803**);
- ✓ **Emulsioni** di oli lubrificanti (**EER 130802**).

Ulteriori rifiuti di processo sono costituiti da residui dalla manutenzione degli impianti fissi e mobili.

4.1.1.6 Scarichi acque reflue

Lo spillamento di acqua dalle caldaie (per circa 0,55 m³/h, alla massima capacità produttiva) è utilizzato per la produzione della soluzione di urea. Quando la soluzione di urea viene prelevata dall'impianto di BL2, tale spurgo può essere inviato in testa all'impianto di osmosi per la produzione di acqua deionizzata a servizio degli impianti BS1 e BL2 e in ultimo, nel caso in cui tale impianto di osmosi non sia in funzione, può essere immesso in fogna (scarico **SF1-IGE**, in comune con BL2 e BS1).

I reflui prodotti dai servizi igienici degli uffici e degli spogliatoi sono assimilabili a quelli domestici e quindi vengono immessi direttamente nella fogna comunale. **Il punto di scarico di tali reflui è indicato con la sigla SF2 - IGE**, nel quale confluiscono anche i reflui assimilabili ai domestici di BS1 e BL2.

4.1.1.7 Acque meteoriche

La superficie della centrale BL1 ammonta a 2.480,6 m² dei quali 855 m² coperti e i restanti 1.625 m² costituiti da piazzali e viabilità interna di pertinenza.

La centrale è provvista di una rete di raccolta delle acque meteoriche che le collette in una vasca interrata, ubicata in corrispondenza del confine nord dell'azienda, ove si separano le acque di prima

pioggia da quelle di seconda pioggia. Le prime, definite come il volume sviluppato considerando un battente di 5 mm che impatta sulla superficie in caso di pioggia dopo un periodo di tempo asciutto di 48 ore (circa 8.10 m³ per evento piovoso), sono accumulate in una vasca, con una pompa inviate al trattamento (filtrazione a carbone, microfiltrazione e coalescenza) e quindi trasferite in una vasca di accumulo. Le acque di seconda pioggia subiscono un trattamento in continuo di grigliatura, dissabbiatura e disoleazione e poi sono accumulate in una vasca. Entrambe le acque così trattate sono conferite al Consorzio Ecoacque, che le riutilizza all'interno del sito per l'alimentazione delle torri di raffreddamento di COI. In caso in cui il riutilizzo delle acque di seconda pioggia non sia possibile, è autorizzato lo scarico di emergenza nei primi strati del sottosuolo (scarico **SF4-IGE**), tramite il pozzo disperdente **H1**, con portata massima pari a circa 40 L/s. Ad oggi tale scarico non è mai stato utilizzato.

4.1.1.8 Rumore

Le sorgenti di rumore più significative per la centrale BL1 sono le seguenti:

- locale caldaie,
- sale motore
- impianto aspirazione aria,
- locale pompe alimentazione caldaia.

In AIA n.323/2022, è prescritto il rispetto del valore limite di 70 dB(A), che corrisponde al limite massimo previsto dall'art. 6 del DPCM 01/03/91 per le zone esclusivamente industriali, sia di giorno che di notte. Per la verifica delle immissioni di rumore nell'ambiente esterno sono state individuate delle postazioni di misura lungo tutto il muro di cinta del sito, in modo da circoscrivere l'intero blocco di stabilimento produttivo in cui è inserita la Centrale BL1. Le postazioni sono state scelte a un metro di distanza dal confine esterno, a eccezione delle zone per le quali non è stato possibile accedere in quanto proprietà private.

4.1.2 IMPIANTO BL2

La centrale BL2 è composta da due sezioni gemelle formate ognuna da tre motori a combustione interna a ciclo combinato, accoppiati ad altrettanti generatori sincroni. L'impianto produce energia elettrica anche recuperando il calore contenuto nei fumi previo surriscaldamento della corrente gassosa, sfruttando un ciclo Rankine a vapore d'acqua.

L'immobile in cui è installata la centrale BL2 è costruito su un livello, con strutture modulari in cemento armato precompresso, delle dimensioni di 61,0 x 30,25 m, H (alla copertura) 11,20 m. Sopra la copertura sono ubicate le unità di ventilazione per il raffreddamento dei motogeneratori.

La realizzazione ed esercizio della centrale sono stati autorizzati con Determinazione Dirigenziale n.595 del 21 dicembre 2005 (Autorizzazione Unica) ai sensi dell'art. 12 comma 3 del D.Lgs. n.387/2003.

L'autorizzazione è stata aggiornata dalla Regione Puglia con Atto Dirigenziale nr. 00072 del 21/06/2017, a seguito dell'ottenimento dell'AIA nazionale rilasciata con Decreto n. 331 del 2016, come già riportato recentemente oggetto di riesame concluso positivamente con D.M. n.323 del 01/09/2022. L'aggiornamento regionale ha anche riguardato i bioliquidi sostenibili utilizzabili come combustibile, con l'inclusione di oli e grassi animali e vegetali e loro intermedi e derivati, come definiti nella norma tecnica UNI/TS 11163/2009.

Con successiva Determina Dirigenziale regionale n.824 del 2/10/2018, Ital Green Energy srl ha anche ottenuto il riconoscimento comunitario come impianto di combustione di grasso fuso di cat.3 in motore endotermico per la produzione di energia elettrica (approval number ABP 4861 OCOMBTB 3)", come previsto dal Regolamento (CE) n.1069/2009 e del Regolamento (UE) n.142/2011 del 25 febbraio 2011.

Ognuno dei sei motori della centrale sviluppa **una potenza termica di circa 38 MWt** e per ogni motore vi è un ulteriore recupero di calore dai fumi in uscita mediante un sistema di surriscaldamento alimentato a gas metano da **ca. 2 MWt**, si riscontra che la **potenza termica complessiva sviluppata dalla centrale BL2 è di ca. 240 MWt, pari a 118 MWe.**

4.1.2.1 Descrizione della linea produttiva

La centrale BL2 lavora a ciclo continuo nelle 24 ore per tutto l'anno, con un'ipotesi di impiego di circa 8.600 ore/anno e un programma di soste di due fermate/anno per manutenzione programmata. Nel caso di fermata, sono necessari circa 30 minuti per lo spegnimento del motore dal momento della progressiva riduzione dell'alimentazione dell'olio. Per il raggiungimento delle condizioni ottimali di esercizio, alla rimessa in marcia del motore è necessaria circa un'ora dal momento dell'accensione. La centrale produce energia elettrica alla tensione di 11kV, che viene ceduta alla rete a 150 KV, al netto dei consumi di centrale e dei servizi ausiliari, tramite lo stallo di connessione di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A presente all'interno dello stabilimento e comune a gli impianti di produzione di energia elettrica (BL1 e BS1).

I sei motori sono alimentati da una miscela di bioliquidi che vengono immagazzinati in prestabiliti serbatoi "primari" esterni all'impianto e in comune con la centrale BL1. Attraverso un sistema articolato di serbatoi "intermedi", posti in testa all'impianto, e di trattamento preliminare, il combustibile viene introdotto direttamente nei motori endotermici in maniera automatica.

Le caratteristiche dei n.6 motori termici a combustione interna, della medesima marca e tipologia, sono le seguenti:

- Marca: **Wartsila;**
- Modello: **18V46;**
- Tipo: **Sovralimentati a quattro tempi ed iniezione diretta;**
- Configurazione: **a V;**
- Potenza termica nominale: **38 MWt;**
- Numero di cilindri: **18;**
- Diametro cilindro: **460mm;**
- Corsa: **580mm;**
- Velocità media pistone: **9,7m/s;**
- Pressione media effettiva: **23.6 bar;**
- Cilindrata, per cilindro: **28.15 dm⁻³;**
- Direzione di rotazione, lato volano: **oraria;**
- Potenza all'albero motore: **17.550 kW_m.**

I motori endotermici sono accoppiati a generatori sincroni trifase con le seguenti caratteristiche:

- ✓ Marca: **ABB;**
- ✓ Tipo: **trifase a poli salienti, brushless**
- ✓ Potenza nominale: **21.345 kVA;**
- ✓ Fattore di potenza: **0,8;**
- ✓ Tensione: **11.000V;**
- ✓ Frequenza: **50Hz;**
- ✓ Velocità: **750 rpm**
- ✓ Rendimento p.f. **0.8: 96,5 %;**
- ✓ Classe di isolamento/temperatura: **F/F;**
- ✓ Protezione: **IP23;**
- ✓ Connessione: **Y;**
- ✓ Tipo: **AMG 1600SS12 DSE.**

L'attribuzione della qualifica di **ciclo combinato** al processo produttivo di BL2 è data dall'ulteriore modalità di produzione di energia elettrica, in aggiunta a quella ottenuta dall'accoppiamento

motore/generatore sincrono. Essa è costituita dal recupero termico del calore contenuto nei fumi previo surriscaldamento della corrente gassosa ottenuta. Ogni motore è dotato di un proprio surriscaldatore con bruciatore a metano, che porta il gas da circa 360°C a circa 420°C, installato sulla tubazione di scarico a valle del reattore DeNOx/ossidativo, facendo così migliorare l'efficienza della turbina del ciclo Rankine. Il metano viene prelevato direttamente dalla cabina SNAM allocata all'interno di *Casa Olearia Italiana SpA* e quantificato da apposito contatore fiscale.

Le emissioni surriscaldate di ogni motore passano attraverso una caldaia/scambiatore di calore dedicata, costituita da fasci tubieri in cui scorre acqua che sottrae calore dai fumi facendoli raffreddare da 420°C a 170°C e trasformandosi in vapore. Il vapore così prodotto dalle sei caldaie alimenta turbina (una per tutti e sei i motogeneratori) per produrre energia elettrica (ciclo Rankine). In uscita dalla turbina il vapore viene condensato e ritorna in testa alle sei caldaie/scambiatori.

Da ogni caldaia si spurga con continuità parte dell'acqua alla temperatura di 95-100 °C. Tale spurgo unitamente ad altri spurghi costituisce il cosiddetto "blowdown". Esso dopo il recupero termico mediante uno scambiatore di calore, il blowdown viene inviato insieme al concentrato dell'osmosi al serbatoio di accumulo di acqua grezza, in testa al sistema di produzione di acqua demineralizzata. Nel caso in cui tale recupero non sia possibile, vi è la possibilità di inviarlo direttamente allo scarico.

Il calore recuperato dal blowdown tramite scambiatori viene utilizzato per preriscaldare l'acqua di alimentazione delle caldaie.

Le caldaie sono del tipo a circolazione assistita e a sviluppo verticale, con tubi d'acqua completamente lisci. Tale soluzione è ottimale in quanto minimizza i possibili sporcamenti della superficie scambiante, permettendone adeguata pulizia. Il vapore prodotto dalla caldaia in misura di 10 t/h è caratterizzato da: 16 bar, 380 °C.

Nel ciclo Rankine il vapore surriscaldato in uscita dalle caldaie a 380 °C entra in turbina dove si espande passando da 16 a 0,08 bar e genera energia elettrica. Il vapore giunge in un condensatore a superficie dove si raffredda a 40-42 °C, condensa e si accumulandosi nel cosiddetto "pozzo caldo" (serbatoio di accumulo).

La potenza lorda recuperabile per singolo motogeneratore dal ciclo Rankine è pari a circa 2 MWt.

Circa una volta alla settimana si procede al lavaggio delle caldaie/scambiatori con acqua osmotizzata a 95°C; il surriscaldatore viene messo al minimo e per circa 4 ore i gas di scarico sono deviati direttamente alla linea di scarico.

La potenza lorda recuperabile per singolo motogeneratore dal ciclo Rankine è pari a circa 2 MWt.

La generazione di energia elettrica, prodotta dal vapore uscente dagli scambiatori a recupero, è affidata ad un gruppo alternatore installato nella sala turbina ed avente le seguenti caratteristiche:

Turbina:

- ✓ Marca: **SIEMENS**
- ✓ Modello: **SST 300**
- ✓ Tipo: **a condensazione**
- ✓ Pot. meccanica: **kW 13.070**
- ✓ Giri al minuto: **6.800/1.500**

Generatore:

- ✓ Marca: **ABB**
- ✓ Modello: **AMS 900LE**
- ✓ Potenza apparente: **kVA 16.500**
- ✓ Fattore di potenza: **cosφ = 0,80**
- ✓ Potenza attiva: **kW 13.200**
- ✓ Frequenza di esercizio: **Hz 50**
- ✓ Giri al minuto: **1.500**

La potenza elettrica nominale del generatore è 13.200 kWe. A monte e valle del gruppo turboalternatore sono installati il degassatore e il condensatore ad aria, indispensabili per il ciclo combinato.

Gli impianti ausiliari funzionali all'esercizio della centrale BL2 sono i seguenti:

- Unità di trattamento combustibile;
- Unità di lubrificazione e raffreddamento;
- Circuito di raffreddamento ad acqua dei motori;
- Distribuzione di aria in fase di avviamento ed a regime;
- Unità di preparazione urea;
- Unità di produzione di acqua deionizzata;
- Impianto di prevenzione incendi;
- Sistemi di regolazione, controllo e sicurezza.

4.1.2.2 Consumo di combustibile e altre materie ausiliarie

Una stima approssimativa del consumo di combustibile, con PCI di circa 37,2 MJ/kg, alla massima capacità produttiva è di 3,68 t/h per motore, pari a complessivi 22,08 t/h che per un funzionamento massimo di 8.600,00 ore/anno ammonta a 190.100 t/anno.

Le biomasse liquide che alimentano i sei motori della centrale BL2 sono miscele di costituenti oli e grassi vegetali e animali (tipologie di cui ai punti a), b) e h) dalla Sezione 4 dell'allegato X alla parte V del D.Lgs 152/06), oltre a tutti i bioliquidi inclusi nella Norma Tecnica Uni 11163/2009, nonché **grasso**

fuso di cat.3.¹³

Come già indicato per **la Centrale BL1**, tra i principali prodotti potenzialmente utilizzabili per la produzione di miscele per l'esercizio dei motori, di seguito si elencano quelli maggiormente impiegati:

- la stearina di palma, sottoprodotto derivante dalla filtrazione meccanica a freddo dell'olio di palma, ricca di acidi grassi saturi;
- l'olio di palma, grezzo o semiraffinato, derivante dalla spremitura dei frutti di varie varietà di palma coltivate nelle aree tropicali;
- l'olio di cocco grezzo o semiraffinato;
- l'olio di soia grezzo o semiraffinato;
- l'olio di colza grezzo o semiraffinato;
- l'olio di girasole grezzo o semiraffinato;
- grassi animali grezzi e semiraffinati
- l'oleina di oliva e di semi;
- glicerolo;
- l'olio di sansa grezzo o semiraffinato;
- altri oli vegetali;
- gasolio (solo, eventualmente, per le fasi di avviamento e fermata e nella misura massima del 5% rispetto all'energia elettrica complessivamente prodotta) ad oggi mai utilizzato.

Inoltre viene utilizzato gas metano per il surriscaldamento dei gas di scarico per il ciclo di recupero energetico.

L'utilizzo di combustibili secondari è comunque del tutto residuale, per il metano non si superano 10.000.000 m³/anno.

Altre materie prime essenziali e fondamentali per l'esercizio della centrale BL2 sono l'olio lubrificante, il cui consumo stimato è pari a circa 650 t/anno, e l'urea pari a circa 7.400 t/anno.

¹³ Si rammenta che con DD della Regione Puglia n.824 del 2/10/2018, Ital Green Energy srl" ha ottenuto il riconoscimento comunitario definito con approval number ABP 4861 OCOMBTB 3 per "impianto di combustione di grasso fuso di cat.3 in motore endotermico per la produzione di energia elettrica", come previsto dai Regolamenti (CE) n.1069/2009 e n.142/2011 del 25 febbraio 2011.

4.1.2.3 Consumi idrici

Anche per BL2, come per BL1, al fine di perseguire l'obiettivo di ridurre i consumi di acqua per usi industriali, IGE ha fatto ricorso il più possibile all'implementazione di tecniche di raffreddamento ad aria per i suoi impianti.

Il consumo idrico è relativo a utenze di tipo civile (uffici e spogliatoi) e industriale. Quest'ultimo è inerente alla produzione di acqua osmotizzata per la generazione del vapore e per la preparazione della soluzione di urea (circa 120.000 m³/anno alla massima potenzialità).

La centrale si approvvigiona dalla rete pubblica gestita da Acquedotto Pugliese S.p.A..

4.1.2.4 Emissioni in atmosfera

Ogni motore è equipaggiato con sistema di abbattimento degli ossidi di azoto e di ossidazione dell'ossido di carbonio e degli eventuali composti organici incombusti in CO₂. Su ogni motore è anche presente un sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME), ubicato a valle del recupero termico, per il rilevamento dei principali parametri di processo quali: portata, % ossigeno, temperature, pressione, NO_x, CO, ossidi di zolfo e polveri. I fumi sono emessi da sei camini (**da E5 – IGE a E10 – IGE** ognuno a servizio di un motore) inglobati in due involucri metallici con ad altezza di 60,00 m. Le emissioni di ogni singolo motore sono caratterizzate da:

- ✓ temperatura gas di scarico 190 °C;
- ✓ portata gas di scarico¹⁴ circa 130.000 Nm³/h.

Le emissioni prodotte sono tipiche di motori endotermici a combustione interna alimentati a olio vegetali, prive di quantità significative di composti dello zolfo.

Il sistema di abbattimento emissioni a corredo di ogni motogeneratore è simile a quello già descritto per BL1, fatta eccezione degli strati catalitici del DeNO_x che sono quattro e non tre.

La misurazione delle concentrazioni degli inquinanti e la verifica del rispetto dei limiti avvengono secondo le modalità e frequenze indicati in AIA n.323/2022, come riportato nella seguente tabella.

¹⁴ dato normalizzato sul secco e all'ossigeno di riferimento (15%).

*Tabella 10: BL2 – Parametri monitoraggio emissioni e limiti AIA
(E5 – IGE ÷ E10 – IGE)*

Parametri da monitorare	Frequenza	Limiti AIA
COT valore medio orario	Continuo	8 mg/Nm ³
CO valore medio giorno	Continuo	60 mg/Nm ³
NOx valore medio annuo	Continuo	110 mg/Nm ³
NOx valore medio giorno	Continuo	120 mg/Nm ³
SOx valore medio annuo	Continuo	110 mg/Nm ³
SOx valore medio giorno	Continuo	120 mg/Nm ³
Polveri totali valore medio annuo	Continuo	5 mg/Nm ³
Polveri totali valore medio giorno	Continuo	6 mg/Nm ³
NH ₃	Semestrale	5 mg/Nm ³
Be	Semestrale	0,017 mg/Nm ³
Cd+Hg+Tl	Semestrale	0,034 mg/Nm ³
As+Cr (VI)+Co+Ni (respirabile ed insolubile)	Semestrale	0,170 mg/Nm ³
Se+Te+Ni (polvere)	Semestrale	0,34 mg/Nm ³
Pd+Pt+Rh+Sb+Cr(III)+Cu++Mn+V+Sn+Pb	Semestrale	1,7 mg/Nm ³
sostanze ritenute cancerogene o tossiche per la riproduzione e/o mutagene-classe I	Semestrale	0,034 mg/Nm ³
sostanze ritenute cancerogene o tossiche per la riproduzione e/o mutagene-classe II	Semestrale	0,34 mg/Nm ³
sostanze ritenute cancerogene o tossiche per la riproduzione e/o mutagene-classe III	Semestrale	1,67 mg/Nm ³
sostanze ritenute di tossicità e cumulabilità particolarmente elevate-classe I	Semestrale	0,0034 mg/Nm ³
sostanze ritenute di tossicità e cumulabilità particolarmente elevate-classe II	Semestrale	0,17 mg/Nm ³
sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polvere appartenenti alla classe I	Semestrale	0,067 mg/Nm ³
sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polvere appartenenti alla classe II	Semestrale	0,67 mg/Nmc
sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polvere appartenenti alla classe III	Semestrale	3,34 mg/Nm ³
Cloro (Cl ₂)	Semestrale	1,67 mg/Nm ³

Parametri da monitorare	Frequenza	Limiti AIA
H ₂ S (semestrale)	Semestrale	1,67 mg/Nm ³
Bromo e suoi composti espressi come acido bromidrico (HBr)	Semestrale	1,67 mg/Nm ³
Fluoro e suoi composti espressi come acido fluoridrico (HF)	Semestrale	1,67 mg/Nm ³
Ammoniaca e composti a base di cloro espressi come acido cloridrico (HCl)	Semestrale	33,4 mg/Nm ³

4.1.2.5 Rifiuti

L'azienda provvede al deposito temporaneo dei rifiuti in appositi contenitori e alla cessione per la raccolta e il trasporto a ditte autorizzate per il conferimento a recupero e/o smaltimento in impianti autorizzati.

Le principali tipologie di rifiuti derivanti dall'esercizio della centrale BL2 sono:

- ✓ **Catalizzatori esauriti** del sistema di abbattimento delle emissioni in atmosfera (**EER 160803**);
- ✓ **Acqua lavaggio scambiatori di calore a fasci tubieri dell'impianto di cogenerazione (EER 161002)**;
- ✓ **Emulsioni** di oli lubrificanti (**EER 130802**).

Ulteriori rifiuti di processo sono costituiti da residui dalla manutenzione degli impianti fissi e mobili.

4.1.2.6 Scarichi acque reflue

L'impianto è dotato di due reti separate di raccolta delle acque reflue con relativi scarichi nella rete fognaria comunale:

- scarico di reflui assimilabili ai domestici **SF2-IGE** (nel quale confluiscono anche i reflui assimilabili ai domestici di BS1 e BL1);
- scarico di reflui industriali **SF1-IGE** (nel quale confluiscono anche i reflui industriali della Centrale BS1), giusta autorizzazione di Acquedotto Pugliese S.p.A. n. 1112R/2021 del 22/02/2021. Questi reflui sono costituiti dallo scarto di produzione di acqua osmotizzata e demineralizzata e dallo spurgo dei circuiti termici, quando non riutilizzati. In tutto i reflui immessi in fogna, inclusi quelli di BS1, ammontano a 51.000 m³/anno, alla massima capacità produttiva.

4.1.2.7 Acque meteoriche

La superficie della centrale BL2 è di circa 20.390 m²; ad essa è asservita una rete di raccolta delle acque meteoriche che le collette in una vasca interrata posta in corrispondenza del confine dell'azienda e più in particolare nel piazzale esterno utilizzato per le operazioni di movimentazione dei mezzi. In tale vasca si separano le acque di prima pioggia da quelle di seconda pioggia. Le prime sono pompate in un sistema di sedimentazione, disoleatura, chiariflocculazione, filtrazione con carboni attivi-sabbia. Le acque di seconda pioggia subiscono invece trattamenti di grigliatura, dissabbiatura e disoleazione in continuo. Entrambe le acque così trattate sono accumulate in una vasca e poi conferite al consorzio Ecoacque per il riutilizzo interno nelle torri di raffreddamento di COI.

In caso di impossibilità di riutilizzo è stato realizzato un impianto di dispersione nei primi strati del sottosuolo costituito da quattro pozzi assorbenti (**L1-L4**), ognuno di portata di scarico pari a ca. 40 L/s, identificato come **SF5 – IGE**, ad oggi mai utilizzato.

Il quantitativo stimato di acque meteoriche intercettate dalla rete di raccolta è pari a circa 9.800 m³/anno.

4.1.2.8 Rumore

Le sorgenti di rumore più significative per la centrale BL2 sono:

- gruppo estrazione aria 1;
- gruppo estrazione aria 2;
- sala motori;
- gruppo turbina soffiante;
- turbina a vapore;
- condensatore impianto;
- pompe alimentazione caldaie;
- gruppo compressori;
- condensatori terrazzo.

Come autorizzato con AIA n.323/2022, è previsto il rispetto del valore limite di 70 dB(A), che corrisponde al limite massimo previsto per le zone esclusivamente industriali sia di giorno che di notte, dall'art. 6 del DPCM 01/03/91. Per la verifica delle immissioni di rumore nell'ambiente esterno sono state individuate delle postazioni di misura lungo tutto il confine aziendale costituito dal muro di cinta in modo da circoscrivere l'intero blocco di stabilimento produttivo in cui è inserita la Centrale

BL2. Tali postazioni di misura sono state scelte ad un metro di distanza dal confine esterno, ad eccezione delle zone per le quali non è stato possibile accedervi in quanto proprietà private.

4.1.3 IMPIANTO BS1

La centrale BS1 è un impianto di coincenerimento finalizzato alla produzione di energia elettrica mediante valorizzazione energetica di biomasse (tra cui alcune tipologie di rifiuti non pericolosi). L'impianto sviluppa **49,00 MWt** con produzione di **12,00 MWe** e quindi con efficienza di circa il **24%**. È stato progettato e costruito dalla Siemens e avviato all'esercizio nella primavera del 2004.

Tale centrale non è oggetto del progetto di conversione in esame e pertanto non subirà nessuna modifica.

4.1.3.1 Descrizione della linea produttiva

L'impianto è composto da un forno a griglia i cui fumi caldi sono convogliati in un gruppo di valorizzazione che, produce vapore surriscaldato all'interno di un ciclo rankine ad acqua con reintegro. Il vapore si espande poi all'interno di una turbina accoppiata a un alternatore sincrono trifase (potenza nominale apparente di 14,50 kVA), che trasforma l'energia meccanica in energia elettrica.

Una linea elettrica dedicata trasferisce l'energia elettrica prodotta dall'alternatore a un trasformatore elevatore che innalza la tensione a 11 kV; un ulteriore trasformatore la innalza a 150 kV. Questi trasformatori sono ubicati in sottostazione a valle della quale l'energia prodotta viene immessa nella rete nazionale gestita dal GRTN.

L'opificio in cui si svolgono le attività funzionali all'esercizio della centrale BS1 si suddivide nelle seguenti due unità funzionali principali:

- **Zona A - Deposito del combustibile.** È costituita da un capannone prefabbricato, avente superficie di 8.400 m² e volume di 84.0000 m³, al cui interno è inserito parte del sistema di alimentazione della camera di combustione. Il capannone è dotato di una pavimentazione monolitica in cemento di tipo industriale realizzata direttamente in opera.
- **Zona B - Centrale termoelettrica e connessione al GRTN.** Essa è costituita essenzialmente da:
 - o **Impianto produzione vapore composto da:** alimentazione combustibile, forno a griglia mobile e caldaia; trattamento fumi; immissione fumi in atmosfera; deposito ceneri in silos; silos per stoccaggio carbone attivo e bicarbonato;

- **Edifici tecnologici per produzione energia elettrica e sala quadri controllo:** turbina; cabine di trasformazione; trasformatori; servizi tecnici ed edificio adibito a sala quadri e ufficio, locale impianto osmosi;
- **Condensatore ad aria;**
- **Cabine di trasformazione.**

Deposito e alimentazione del combustibile

Il deposito del combustibile all'interno del capannone avviene secondo quanto previsto dall'Autorizzazione Integrata Ambientale n.323/2022.

La rilevante altezza del capannone consente lo scarico del combustibile dagli automezzi all'interno in un'area dedicata. Mentre la sansa esausta proveniente dall'impianto di estrazione di Casa Olearia Italiana S.p.A. giunge nel capannone con un sistema di redler chiuso. I rifiuti sono mantenuti in deposito ben distinti dalle altre biomasse.

Se necessario, all'interno del capannone è possibile anche effettuare la riduzione volumetrica dei combustibili mediante trituratore a martelli, fino a raggiungere la pezzatura ottimale all'immissione in camera di combustione.

Le biomasse solide in deposito nel capannone sono prelevate secondo la ricetta di processo da due pale meccaniche dotate di sistema idraulico di pesatura, miscelate, omogeneizzate e trasferite su tre griglie mobili, a funzionamento automatico, ubicate nel pavimento del settore sud-ovest del capannone. Dalle griglie alcune coclee alimentano un nastro trasportatore per l'invio dei combustibili nel silo dosatore di alimentazione della camera di combustione.

Il nastro trasportatore delle biomasse è chiuso ed è provvisto di una carenatura che impedisce lo spolverio e la conseguente dispersione delle masse trasportate. Esso è anche dotato di un sistema di aspirazione che evita la formazione di condense e l'emissione di polveri.

L'aria aspirata è trattata con un filtro a maniche e immessa nel sistema di alimentazione dell'aria primaria (comburente in camera di combustione); le polveri di biomassa trattenute vengono rimesse in testa al sistema di alimentazione. Il sistema di trasporto è equipaggiato con un dispositivo per la separazione dei frammenti troppo grandi (reimmessi nel trituratore a martelli), con un separatore magnetico per l'eliminazione di eventuali frammenti ferrosi e con un sistema di pesatura continua collegato con il sistema di controllo dell'intera centrale (DCS).

Oltre al confinamento passivo dovuto al capannone stesso, il deposito è equipaggiato con un impianto di aspirazione a ventilazione forzata, di portata pari a circa 40.000 m³/ora, che assicura un adeguato ricambio d'aria. L'aria aspirata viene inviata in camera di combustione e quindi utilizzata come comburente.

Nel caso di fermata totale della centrale, l'aria estratta dal capannone tramite un ventilatore viene convogliata in un filtro a carboni attivi per trattenere le sostanze odorigene.

Unità di combustione

L'unità di combustione è costituita da un forno a *griglia mobile*, al quale sono asserviti impianti ausiliari tra i quali la linea di iniezione di aria comburente (primaria e secondaria), la linea dei combustibili ausiliari, l'impianto di raccolta e deposito delle ceneri pesanti in vano di accumulo esterno, ecc..

Il rifornimento del combustibile nel forno a griglia avviene dal silo di alimentazione per caduta tramite due coclee, secondo quantitativi preimpostati elettronicamente in funzione delle tipologie di combustibile da bruciare.

Allo scarico delle coclee il combustibile cade verso la griglia attraverso appositi scivoli e viene spinto nel focolare tramite un getto di aria pulsante che lo distribuisce sulla griglia mobile.

Il combustibile viene spinto in direzione opposta al senso di movimento della griglia mobile. In questo modo i frammenti più pesanti possono bruciare meglio, fino a raggiungere il condotto di scarico delle scorie. Le particelle piccole bruciano quasi appena entrate e le loro ceneri salgono verso l'alto della camera di combustione senza depositarsi sulla griglia.

All'interno della camera di combustione è possibile distinguere tre zone:

- ✓ Zona di combustione primaria, in cui si realizzano le reazioni di combustione e formazione di composti volatili caratterizzata da fiamma più alta e maggiori temperature;
- ✓ Zona di fine combustione, dove proseguono le reazioni di combustione delle frazioni a maggiore dimensione e quindi caratterizzate da cinetiche più lente e temperature gradualmente più basse;
- ✓ Zona di combustione secondaria posizionata sopra la zona di combustione, in essa si realizzano processi di ossidazione dei composti generati dalla combustione primaria, mediante l'iniezione di ulteriori quantitativi di aria comburente (aria secondaria).

Sistema di immissione dell'aria di combustione

L'alimentazione dell'aria gioca un ruolo fondamentale:

- ✓ ventilatore aria primaria con regolazione del numero di giri. Introduce l'aria necessaria per la combustione dal basso della griglia che viene così raffreddata. L'aria primaria, costituita dall'aria prelevata dall'esterno e dal nastro trasportatore (quest'ultima già sottoposta a

- trattamento con filtro a maniche), viene preriscaldato in funzione dell'umidità del combustibile;
- ✓ ventilatore aria secondaria con regolazione del numero di giri. Immette l'aria secondaria, prelevata dal deposito biomasse, necessaria per la combustione delle sostanze volatili e delle particelle leggere che non si depositano sulla griglia. Il ventilatore insuffla aria al di sopra della griglia direttamente nel focolare, tramite ugelli di iniezione;
 - ✓ ventilatore spreader. Viene azionato a numero di giri costante; la corrente d'aria spreader, prelevata dal deposito biomasse, serve ad introdurre il combustibile nel focolare e a distribuirlo sulla griglia. Tramite la chiusura e l'apertura di valvole girevoli a motore viene generato un flusso d'aria pulsante.

L'aria primaria è dosata al di sotto della griglia in lieve eccesso stechiometrico, mentre l'aria secondaria viene dosata al di sopra della griglia (inizio condotto). Le ceneri pesanti più fini cadono attraverso i fori di aerazione della griglia nelle tramogge e successivamente si riuniscono a quelle più grossolane che cadono nella tramoggia di raccolta al termine del percorso.

Raccolta ceneri

Le ceneri pesanti di combustione avanzano con la griglia e al termine del percorso cadono in una tramoggia, sono trasferite in un trasportatore a catena raffreddato, sollevate e scaricate in una valvola a doppia clappa. Le ceneri si accumulano con la clappa inferiore chiusa e quella superiore aperta. Per mantenere la depressione nella camera di combustione, lo scarico avviene chiudendo la clappa superiore e aprendo quella inferiore in modo da far confluire le ceneri nel silo di deposito. Le ceneri così prodotte, in quantità teorica pari a 5-10 t/giorno, sono alienate per conferimento a impianti di recupero o smaltimento autorizzati con il codice EER 10011.

Circuito vapore – Ciclo Rankine

I fumi caldi prodotti dal forno a griglia sono convogliati in un gruppo di valorizzazione che produce vapore surriscaldato all'interno di un ciclo rankine ad acqua con reintegro. Il vapore si espande poi all'interno di una turbina accoppiata a un alternatore sincrono trifase (potenza nominale apparente di 14,50 kVA) che trasforma l'energia meccanica in energia elettrica.

Sistema elettrico

Una linea elettrica dedicata trasferisce l'energia elettrica così prodotta dall'alternatore a un trasformatore elevatore che innalza la tensione a 11 kV e poi a un ulteriore trasformatore che porta

la tensione a 150 kV. Questi trasformatori sono ubicati in una sottostazione a valle della quale l'energia prodotta viene immessa nella rete nazionale gestita dal GRTN.

Impianti ausiliari

Gli impianti ausiliari funzionali all'esercizio della centrale BS1 sono:

- produzione aria compressa;
- distribuzione metano;
- produzione acque deionizzate;
- impianto antincendio.

4.1.3.2 Consumo di combustibile

I combustibili non rifiuto sono biomasse solide, costituite da materiale vegetale di varia provenienza (ad esempio la sansa esausta di oliva), conformi alla Parte V, Allegato X - parte I, sezione 1, paragrafo 1 lettera n) del D.Lgs. 152/2006, meglio esplicitate nella II, sezione 4 dello stesso allegato.

I combustibili rifiuto sono conformi a quanto previsto nell'All.2, Sub 1 del D.M.A. 05/02/1998 par. 3,4,6,7 e 10.

L'AIA consente di recuperare in R1 sino a 108.000 t/anno di rifiuti (pagina 24 del PIC AIA 331/2016). La messa in riserva (R13) è autorizzata per 150.000 t/anno e una capacità massima istantanea di 15.000 tonnellate.

In particolari condizioni di esercizio è necessario utilizzare metano come combustibile ausiliario. La caldaia è infatti munita di due bruciatori supplementari, con relativi sistemi di alimentazione a metano, che supportano l'accensione dell'impianto:

- ✓ all'avviamento;
- ✓ se la temperatura della camera di post-combustione scende sotto 850°C;
- ✓ alla messa fuori servizio della caldaia.

4.1.3.3 Consumi idrici

La fornitura d'acqua per scopi industriali è essenzialmente finalizzata a far fronte alle necessità di reintegro di acqua demineralizzata persa nel circuito Rankine, per la formazione di vapore surriscaldato. Il reintegro compensa lo "spurgo continuo" necessario a mantenere costante la qualità

del vapore in ingresso alla turbina (norme DIN-VDI). Il fabbisogno idrico massimo di acqua fornita dall'AQP è stimabile in circa 3,30 m³/ora.

4.1.3.4 Emissioni in atmosfera

I gas di combustione contengono limitate quantità di ossidi di azoto (NOx) prodotti dalla reazione tra ossigeno e azoto per le elevate temperature che si raggiungono in alcune zone della camera di combustione. Per rispettare i limiti delle emissioni in atmosfera, nella camera di post combustione del forno avviene un primo trattamento mediante la riduzione selettiva **non** catalitica degli ossidi di azoto. A tal fine nel focolare si immette una soluzione di urea al 40-50% che, grazie all'elevata temperatura (850 - 1.000°C) e all'umidità, si decompone in ossidi di carbonio e ammoniaca. Quest'ultima reagisce con gli NOx a formare azoto molecolare e acqua.

I fumi prodotti, dopo aver ceduto gran parte del calore all'acqua del circuito surriscaldatori/economizzatore/turbina, vengono convogliati all'interno del sistema di trattamento, composto da separatore coassiale ad elica (ciclone/skimmer), filtri a manica e camino di emissione **E1-IGE**, alto 60 m dal piano di calpestio.

Il fumo in uscita dal ciclone, ove si libera delle polveri più grossolane, entra nella linea di trattamento ed abbattimento delle polveri sottili, costituito dal sistema di filtrazione a manica a 4 unità filtranti, ognuna da 1.650 m² per un totale di 6.600 m². Ogni unità filtrante è composta da 1.728 maniche a tasca in Teflon, posizionate orizzontalmente. La rimozione delle polveri sottili dalla superficie delle maniche è garantita da un sistema di pulizia interno ad aria compressa che è installato a fianco di ogni singola fila di maniche. Le ceneri così rimosse sono convogliate in una tramoggia di raccolta e, tramite propulsore pneumatico, stoccate in silo.

Per l'abbattimento di altri eventuali microinquinanti sono utilizzati prodotti a base di bicarbonato e carbone attivo iniettati, tramite due impianti separati, nel condotto che collega l'uscita del ciclone con l'ingresso dei filtri a manica. Gli impianti sono azionati in automatico da un sistema di analisi fumi posto al camino che rileva in continuo i valori degli inquinanti.

L'emissione convogliata **E1-IGE** è caratterizzata da:

- ✓ temperatura gas di scarico 160-180 °C;
- ✓ portata gas di scarico¹⁵ circa 105.000 Nm³/h;

¹⁵ dato normalizzato sul secco e all'ossigeno di riferimento (11%).

L'impianto è dotato di sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME), per il monitoraggio dei principali parametri di processo. La misurazione delle concentrazioni degli inquinanti e la verifica del rispetto dei limiti avvengono secondo le modalità e frequenze indicati in AIA n.323/2022, riportate nella tabella seguente.

Tabella 11: BS1 – Parametri monitoraggio emissioni e limiti AIA

Parametri da monitorare	Frequenza	Limiti AIA
COT valore medio giorno	continuo	7 mg/Nm ³
CO valore medio giorno	continuo	50 mg/Nm ³
NOx valore medio giorno	continuo	180 mg/Nm ³
SOx valore medio giorno	continuo	40 mg/Nm ³
Polveri totali valore medio giorno	continuo	5 mg/Nm ³
NH ₃	continuo	15 mg/Nm ³
HCl	continuo	7 mg/Nm ³
HF	continuo	0,7 mg/Nm ³
HF+HBr	Trimestrale	1,33 mg/Nm ³
Cd+tl	Trimestrale	0,02 mg/Nm ³
As, Cd, Co, Cr, Cu, Mn, Ni, Pb, Sb, tl, V	Trimestrale	0,3 mg/Nm ³
PCDD/F+PCB diossina simili	Trimestrale	0,1 ng WHO- TEQ/Nm ³
IPA	Trimestrale	0,01 mg/Nm ³
Hg e suoi composti	Trimestrale	0,05 mg/Nm ³
Sostanze odorigene	Annuale	1.000 o.u./Nm ³

Vi sono poi emissioni non significative ex art. 272 c.5 del D.Lgs. n.152/2006 derivanti dall'impianto di estrazione e abbattimento dell'aria dal capannone di deposito della biomassa solida in caso di fermata della centrale (in ordinarie condizioni di esercizio tale aria viene utilizzata comburente primario in camera di combustione). Tale emissione è equipaggiata con filtro a carbone attivo.

Vi sono poi gli sfiati dei sili di deposito delle ceneri e del bicarbonato sui quali sono installati sistemi di contenimento delle polveri costituiti da filtri a maniche.

4.1.3.5 Rifiuti

L'azienda provvede deposito temporaneo dei rifiuti in appositi contenitori e al successivo conferimento a società autorizzate al recupero o smaltimento. Le principali tipologie di rifiuti prodotte:

- ✓ **Ceneri pesanti, scorie e polveri di caldaia prodotte dal coinceinerimento (codice EER 100115).** Trattasi di scorie prodotte all'interno della camera di combustione successivamente accumulate in silo di deposito;
- ✓ **Ceneri leggere prodotte dal coinceinerimento (codice EER 100117).** Sono prodotte dal trattamento fumi.

4.1.3.6 Scarichi acque reflue

I reflui assimilati ai domestici sono immessi in fogna tramite lo scarico **SF2 – IGE** (nel quale confluiscono anche i reflui assimilabili ai domestici delle centrali BL1 e BL2). I reflui industriali sono invece scaricati in fogna tramite lo stesso scarico della centrale BL2, **SF1 – IGE**, giusta autorizzazione di AQP S.p.A. n. 1112R/2021. I reflui industriali sono costituiti dallo scarto dell'impianto di produzione di acqua osmotizzata e demineralizzata e dallo spurgo dei circuiti termici, quando non riutilizzati. In tutto i reflui immessi in fogna, inclusi quelli di BL2, ammontano a circa 51.000 m³/anno, alla massima capacità produttiva

4.1.3.7 Acque meteoriche

La superficie di pertinenza della centrale BS1 è di circa 22.000 m², di cui circa il 50% occupati da edifici e il resto adibiti a piazzali e viabilità interna.

Le acque meteoriche sono raccolte da una rete che le colletta in una vasca interrata equipaggiata con una griglia (ubicata in corrispondenza nel piazzale utilizzato per le operazioni di movimentazione), ove si separano le acque di prima pioggia da quelle di seconda pioggia. Le prime sono accumulate in una vasca e quindi rilanciate tramite una pompa in un sistema a pacchi lamellari per la sedimentazione/disoleazione e filtrazione con carbone attivo.

Le acque di seconda pioggia subiscono in continuo il trattamento di grigliatura, dissabbiatura e disoleazione, quindi sono filtrate con sabbia e carbone. Le acque così trattate sono conferite al consorzio Ecoacque per essere riutilizzate interno nelle torri di raffreddamento di COI.

In caso di impossibilità di riutilizzo, è previsto lo scarico per dispersione nei primi strati del sottosuolo (**SF3 – IGE**) autorizzato in AIA, costituito da cinque pozzi disperdenti, denominati da **G1 a G5**, con portata massima di circa 40 L/s. Ad oggi tale scarico non è mai stato utilizzato.

Il quantitativo totale stimato di acque meteoriche intercettate dalla rete di raccolta è pari a circa 10.600 m³/anno.

4.1.3.8 Rumore

Le sorgenti di rumore più significative sono le seguenti:

- ✓ Condensatore ciclo Rankine;
- ✓ Impianto osmosi;
- ✓ Carico nastro alimentazione impianto;
- ✓ Ventilatore aria primaria;
- ✓ Ventilatore aria secondaria;
- ✓ Pompe acqua caldaia;
- ✓ Ventilatore camino.

Come autorizzato con AIA n. 323/2022, è previsto il rispetto del valore limite di 70 dB(A), che corrisponde al limite massimo previsto per le zone esclusivamente industriali sia di giorno che di notte, dall'art. 6 del DPCM 01/03/91. Per la verifica delle immissioni di rumore nell'ambiente esterno, sono state individuate delle postazioni di misura lungo tutto il muro di cinta del sito, in modo da circoscrivere l'intero blocco produttivo in cui è inserita la Centrali BS1. Le postazioni sono state scelte a un metro di distanza dal confine esterno, a eccezione delle zone per le quali non è stato possibile accedere in quanto proprietà private.

4.2 CASA OLEARIA ITALIANA S.P.A.

Lo stabilimento di Casa Olearia Italiana SpA, occupa una superficie di circa 111.160,00 m² ed è costituito da diversi impianti dedicati alla lavorazione di oli vegetali (estrazione da sansa di oliva e semi oleaginosi, raffinazione di oli vegetali, imbottigliamento) e impianti ausiliari (elettrici, termici, di depurazione, ecc.) che possono definirsi "servizi generali", connessi al funzionamento del complesso produttivo del Gruppo Industriale Marseglia, in quanto sono al servizio anche di altre società del sito.

Essendo Casa Olearia Italiana SpA soggetta alla disciplina dell'Autorizzazione Integrata Ambientale in quanto esercisce l'attività di raffineria fisica da 1.000 t/giorno per la raffinazione degli oli vegetali riconducibile al p.to 6.4 lett. b) dell'elenco 6 - Altri impianti - dell'Allegato VIII al D.Lgs. 152/06 e s.m.i.. Come già riportato, in considerazione alle interconnessioni funzionali esistenti con Ital Green Energy S.r.l., **con Decreto Ministeriale n.331/2016 è stata concessa un'unica Autorizzazione Integrata Ambientale ad entrambe le due società, recentemente rinnovata con D.M. n. 323 del 01/09/2022.**

In riferimento alla classificazione riportata nell'AIA 323/2022, Casa Olearia Italiana S.p.A. esercisce le seguenti attività di produzione

- Attività n.5 – COI – RC - Raffineria chimica oli vegetali (potenzialità complessiva di 700 t/g su due linee parallele da 250 t/g e 450 t/g e linea di lavaggio oli vegetali da 1.000 t/g);
- Attività n.6 – COI – IEES - essiccazione sansa vergine ed estrazione di oli vegetali (potenzialità di ca.1.000t/g);

- Attività n.7 – COI – RF - Raffineria fisica di oli vegetali con eventuale frazionamento (potenzialità di 1.000 t/g);
- Attività n.8 – COI – GEA - Impianto di cristallizzazione (potenzialità evaporativa di 20 mc/h) con n.4 torri evaporative;
- Attività n.9 – COI – ID - Impianto di depurazione delle acque reflue (potenzialità di 40 mc/h);
- Attività n.10 – COI – ICO - Impianto di confezionamento;
- Attività n.11 – COI – Servizi generali.

Tutti le attività sono equipaggiate con sistema di raccolta e trattamento delle acque meteoriche, conferite al Consorzio Ecoacque per l'avvio al riutilizzo interno al sito, impianto antincendio e quant'altro necessario per operare in sicurezza e nel rispetto dei provvedimenti di autorizzazione.

Come già riportato nell'introduzione, la descrizione dettagliata di impianti, processi produttivi, produzione di rifiuti, emissioni in atmosfera, scarichi civili e industriali, gestione delle acque meteoriche etc. è riportata nell'AIA 323/2022 alla quale si rimanda per gli eventuali approfondimenti necessari. Di seguito si riporta la **descrizione delle attività di COI che producono emissioni in atmosfera da processi di combustione e quindi simili a quelle di IGE**, per le quali **sono stati valutati gli impatti cumulativi delle emissioni in atmosfera**, ovvero:

- Attività n.6 – COI – IESS – Impianto di essiccazione;
- Attività n.7 – COI – RF – Raffineria fisica;
- Attività n.11 – COI – Servizi generali (unità di produzione di calore).

4.2.1 Attività n.6 – COI – IESS – Impianto di essiccazione ed estrazione

Il trattamento di essiccazione è finalizzato a eliminare l'umidità presente nella sansa vergine ed è propedeutica alla successiva estrazione con esano dell'olio vegetale in essa contenuto. L'attività produttiva è concentrata tra novembre e aprile (circa 6 mesi all'anno). Il processo è discontinuo e programmabile (batch), a seconda delle caratteristiche della sansa in ingresso e dei prodotti che si intende ottenere.

All'essiccazione è asservito un capannone di stoccaggio della sansa da 4.265 m², di recente realizzazione, completo di porte, portoni, impianto di captazione aria indoor e impianto prevenzione incendi. L'aria estratta dal capannone viene utilizzata nella fase di essiccazione, in parziale sostituzione dell'aria prelevata dall'ambiente. Ad essiccatore spento l'aria estratta dal capannone è convogliata in uno scrubber e quindi emessa in atmosfera.

L'impianto di essiccazione può lavorare sino a circa 1.000 t/giorno di sansa vergine mentre l'estrazione sino a circa 1.000 t/giorno di sansa essiccata. Oltre l'olio, dal processo si ottiene sansa disoleata, qualificabile come combustibile in quanto conforme alle prescrizioni della Parte V, Allegato X - sezione

4, paragrafo 1 lettera f) del D.Lgs. 152/2016.

Le linee di lavorazione funzionano in maniera autonoma e sono collegate tra loro da un redler chiuso per il trasferimento della sansa essiccata all'impianto di estrazione.

Essiccazione

L'impianto di essiccazione necessita di energia termica per circa 18.000.000 kcal/h (pari a circa 21 MWt) che viene soddisfatta con circa 4,5 t/ora di sansa disoleata (esausta) o in casi particolari sansa essiccata.

L'impianto è costituito da:

- camera di combustione in lamiera di acciaio al carbonio, rivestito internamente con mattoni refrattari ad alto contenuto di allumina, che sviluppa una potenza termica di 18.000.000 Kcal/h attraverso due bruciatori alimentati a sansa esausta o essiccata;
- precamera di essiccazione, è un corpo intermedio che assicura la continuità di flusso dell'aria calda dalla camera di combustione al tamburo rotante di essiccazione. È costruita in lamiera di acciaio al carbonio rivestita internamente di mattoni refrattari di bassa densità;
- tamburo rotante (essiccatoio) a triplo circuito, che consente al prodotto in essiccazione un percorso triplo. È costituito da tre cilindri orizzontali concentrici tra loro solidali (ingombro esterno 5,50 m, lunghezza massima 19,00 m), in lamiera di acciaio al carbonio. L'azionamento del tamburo avviene attraverso motorizzazione elettrica e due riduttori a ingranaggi ad alto grado di riduzione. Il riduttore aziona un pignone che si accoppia con una corona dentata calettata al corpo tamburo. Il pignone e la corona sono in acciaio forgiato. Il tamburo rotola su quattro rulli in acciaio montati su cuscinetti oscillanti lubrificati da un velo d'olio trascinato dallo stesso rotolamento dei rulli di supporto. Per evitare il fuori pista ci sono quattro rulli ad asse verticale che bloccano l'anello di rotolamento (anteriore e posteriore);
- n. 2 ventilatori centrifughi per l'aria comburente primaria, posti in maniera opposta l'uno all'altro;
- porte in ghisa nella parte frontale e su una parte laterale, per l'accensione e l'ispezione del fuoco. La rimozione delle ceneri avviene tramite catena raschiante che le asporta e le accumula in un contenitore periodicamente svuotato in un cassone per l'avvio a recupero;
- sistema idraulico per l'allontanamento rapido della camera di combustione dal tamburo rotante. Il forno è posto su rotaie mobili mentre il tamburo rotante e annessa precamera intermedia sono montati su supporti statici. In caso di interruzione di energia elettrica

l'impianto viene messo in sicurezza con l'apertura del forno mediante una centralina idraulica ad azionamento manuale;

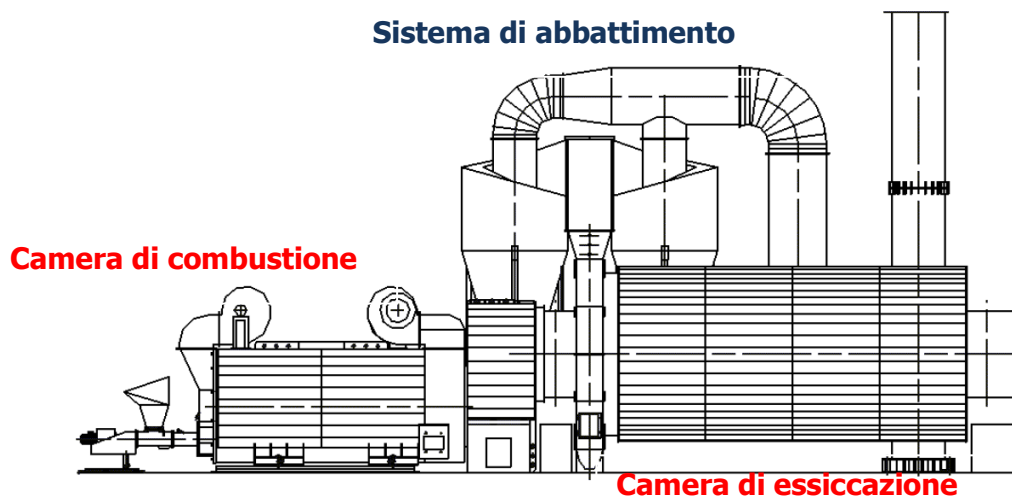


Figura 19: COI - Attività n. 6- Impianto di essiccazione. Vista laterale

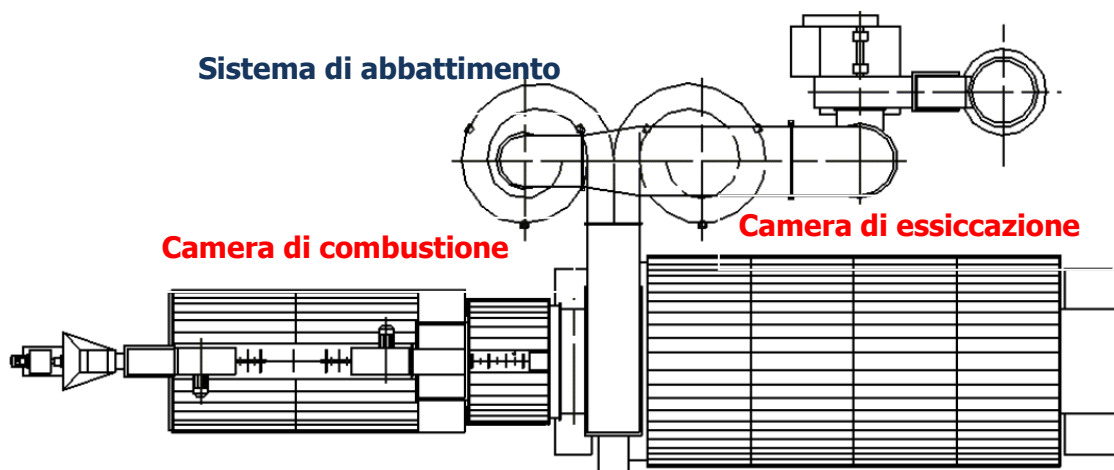


Figura 20: COI – Attività n. 6- Impianto di essiccazione. Vista dall'alto

Il combustibile viene scaricato nella tramoggia dal redler che lo trasporta sino al silo di carico, dal quale viene direttamente introdotto nel bruciatore. In caso di necessità (es. avaria del redler) è possibile caricare il combustibile attraverso una vasca posta a margine dell'impianto.

La samsa da essiccare, viene movimentata dallo stoccaggio con una pala caricatrice in una tramoggia di carico e attraverso coclee e nastri trasportatori gommati giunge in precamera.

Al termine del processo la samsa essiccata esce dal tamburo attraverso una coclea di raccolta in depressione, a tenuta per evitare l'ingresso di aria, e confluisce in una camera di raccolta unitamente ai fumi. La samsa essiccata esce dal fondo e i fumi dalla parte superiore. Questi, prima dell'emissione in atmosfera, sono trattati così come descritto nella prossima sezione dedicata appunto alle emissioni dell'essiccazione.

Il prodotto essiccato in uscita dal tamburo e dal ciclone di separazione delle polveri è inviato con dei nastri trasportatori all'estrazione. In caso di necessità può essere depositato in cumuli all'interno del vicino capannone di Ital Green Energy srl e poi, tramite redler, trasferito all'estrazione versandolo con pala meccanica nella buca di carico dell'impianto. Nella medesima buca sono eventualmente conferiti i semi oleaginosi acquisiti dalla società già essiccati.

Tutti i trasportatori dei materiali in entrata e in uscita al gruppo di essiccazione sono dotati di apposite carenature in modo da contenere la dispersione di polveri.

È anche presente un impianto di raffreddamento ad aria della sansa essiccata e una cubettatrice a oggi mai utilizzati. Le relative emissioni sono trattate con un filtro a maniche e immesse nell'unico camino di scarico dell'impianto.

Estrazione olio

L'estrazione con solvente è l'unico sistema attualmente utilizzato in tutto il mondo per l'estrazione dell'olio vegetale da sansa di frantoio. Come solvente si utilizza esano tecnico che dopo l'estrazione viene distillato e recuperato. Il consumo energetico dell'impianto è trascurabile rispetto al consumo complessivo essiccazione-estrazione.

La sansa essiccata viene inviata nell'estrattore ove viene lavata in controcorrente con il solvente. La miscela esano/olio passa alla sezione di distillazione, mentre la sansa imbevuta di solvente, giunge alla desolventizzazione (Toster) e poi all'essiccazione e raffreddamento.

L'olio privo di esano in uscita dalla distillazione è inviato allo stoccaggio, eventualmente previo raffreddamento in uno scambiatore a fascio tubiero con acqua di torre.

I vapori di solvente delle varie sezioni di distillazione e desolventizzazione vengono condensati ottenendo una miscela di esano e acqua che viene raccolta in un polmone sotto vuoto e poi inviata al separatore fiorentino dove, per differenza di densità, si separa il solvente che viene reimesso in estrazione. L'acqua subisce vari trattamenti per eliminare le tracce di esano (trattamento sotto vuoto, stripping con vapore diretto, etc.) e quindi inviata al depuratore.

Per evitare fuoriuscite di solvente, tutto l'impianto è tenuto in depressione tramite pompa da vuoto ad anello liquido (olio di vasellina) e le arie contenenti tracce di esano in uscita passano attraverso una colonna di assorbimento in controcorrente a vasellina e quindi inviate all'emissione in atmosfera (**EC10-COI**). L'esano assorbito dalla vasellina viene distillato in una colonna dedicata, raffreddato e rimesso in ciclo.

La sansa contenente esano passa nel desolventizzatore (Toster), in uscita dal quale si ottiene sansa disoleata qualificabile come combustibile, conforme alle prescrizioni dell'Allegato X - sezione 4 lettera f) della Parte V del del D.Lgs. n.152/2006 oppure, a seconda del materiale di partenza, farina di semi utilizzabile per la produzione di mangime. Le sanse esauste (e le polveri dei cicloni di trattamento

delle emissioni) vengono trasferite con una coclea e un nastro trasportatore nel magazzino di stoccaggio a servizio della centrale BS1 di Ital Green Energy srl.

Le arie umide in uscita dall'essiccazione e dal raffreddamento sono inviate a 2 cicloni di abbattimento polveri riscaldati a vapore, lavate con acqua in controcorrente in uno scrubber e poi inviate al camino di espulsione (**EC10-COI**).

Tutto il vapore necessario all'impianto di estrazione è fornito dalla centrale termica di Casa Olearia Italiana S.p.A. a servizio anche degli altri impianti presenti nel sito (raffineria chimica, raffineria fisica, etc.).

4.2.1.1 Emissioni in atmosfera essiccazione

L'essiccazione della sansa di oliva produce un consistente flusso emissivo che viene trattato nella linea fumi e quindi emesso in atmosfera dal punto denominato **EC9-COI**, avente le seguenti

caratteristiche:

- portata fumi secchi all'O₂ di rif. : 115.000 Nm³/h;
- temperatura di esercizio : 130 °C;
- concentrazione O₂ di riferimento : 17%;
- altezza : 60 m.

L'impianto di trattamento fumi è costituito da:

- ✓ **quattro cicloni** in AISI 304, completi di struttura di sostegno e altrettanti scaricatori di polveri stellari azionati da motoriduttore con coclea per la raccolta del polverino. Un condotto di congiunzione provvede ad inviare i fumi dai cicloni all'elettrofiltro;
- ✓ **elettrofiltro ad umido** con scrubber/saturatore costituito da: saturatore di condizionamento, filtro elettrostatico di diametro 8,5 m e altezza 18 m, nel quale i fumi saturi sono distribuiti nel campo elettrico tramite una serie di distributori a griglia. Questi sono lavati da banchi di ugelli temporizzati in modo da assicurare la formazione di un film sottile di acqua sulle pareti del sistema di captazione agevolando, così, il trasferimento delle cariche elettrostatiche e migliorare il rendimento di captazione. L'acqua in ricircolo alla torre di saturazione ed alla testa dell'elettrofiltro viene periodicamente scaricata con delle pompe di blow-down e inviata a un decantatore in acciaio inox (diametro 6 m), che le chiarifica per sedimentazione rendendole riciclabili. Il corpo di fondo viene periodicamente prelevato con pompa monolite, trasferito in un "decanter" a vite orizzontale in modo da ottenere fanghi concentrati.

✓ **Ossidatore Termico Rigenerativo** (RTO); che consente l'ossidazione termica dei composti organici volatili in opportune condizioni di temperatura, turbolenza e tempo di residenza, con recupero del calore di reazione. Il dispositivo si compone principalmente da:

- unità di aspirazione azionata da motore elettrico da 115.000 m³/ora,
- ossidazione con n.7 reattori di contenimento del calore con pareti in ceramica;
- camera di combustione;
- unità bruciatore;
- unità di comando e controllo.

L'aria da trattare viene pre-riscaldata passando attraverso strati ceramici, che vengono riscaldati o raffreddati a seconda della direzione del flusso di aria, agendo come accumulatori di calore. Le fasi dell'impianto possono essere così riassunte:

- **Aspirazione.** È garantita da un loop di regolazione che agisce sul variatore di frequenza del ventilatore; in questo modo è sempre possibile aspirare il corretto flusso d'aria. Il ventilatore è installato a monte dell'unità RTO;
- **Preriscaldamento.** L'aria da trattare attraversa verticalmente il primo letto ceramico, riscaldato durante la precedente fase di recupero termico e l'aria raggiunge una temperatura prossima a quella necessaria per l'ossidazione;
- **Ossidazione termica.** In camera di combustione un bruciatore consente di raggiungere la temperatura necessaria alla combustione e quindi all'ossidazione termica;
- **Raffreddamento.** I gas depurati attraversano verticalmente il secondo letto di ceramica, raffreddandosi riscaldando la ceramica, e poi vanno all'emissione;
- **Recupero termico.** Ad intervalli regolari (90-120 s), il flusso dell'aria è invertito in modo da riscaldare la ceramica che trasferisce il calore all'aria in ingresso nella fase di preriscaldamento;
- **Fase di purga.** Per evitare di inviare in atmosfera aria non completamente depurata, ad ogni inversione di flusso il volume di aria depurato viene parzialmente inviato a monte dell'impianto attraverso un apposito circuito di purga;
- **Burn-out.** Tale stadio è necessario quando c'è il rischio di depositi sulle parti fredde dell'impianto, tipicamente le travi e le griglie di sostegno del materiale ceramico. È previsto il loro riscaldamento in modo da favorire la pirolisi dei composti organici.

Il funzionamento dell'impianto è completamente automatico con i seguenti consumi indicativi:

Tabella 12: Impianto di essiccazione COI – RTO - consumi energetici indicativi

Condizioni di esercizio	Metano	Energia elettrica ventilatore di processo
	Nm ³ /h	kW
A regime Portata 114.000 Nm ³ /h	244	317
All'avviamento dopo 48h di fermata (60')	340 Nm ³	27 kWh
All'avviamento dopo 8h di fermata (20')	110 Nm ³	27 kWh

L'impianto è dotato di sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) dei principali parametri di processo. La misurazione delle concentrazioni degli inquinanti e la verifica del rispetto dei limiti avvengono secondo le modalità e frequenze indicati in AIA n.323/2022 e riportate nella tabella seguente.

Tabella 13: Essiccazione - Parametri monitoraggio e limiti AIA COI

EC9-COI Parametri da monitorare	Frequenza	Limiti AIA
SO ₂ *	trimestrale	35 mg/Nm ³
COT*	trimestrale	50 mg/Nm ³
Polveri totali *	trimestrale	5 mg/Nm ³
CO	continuo	conoscitivo
NOx	continuo	300 mg/Nm ³
Sostanze odorogene*	trimestrale	1.000 o.u./Nm ³ 10 mg/ Nm ³
*solo in caso di essiccatore in marcia		

In caso di fermo dell'impianto di essiccazione e quindi dell'Ossidatore Termico Rigenerativo, l'aria estratta dal capannone di stoccaggio della biomassa, prima dell'immissione in atmosfera dal camino E9 – COI, viene trattata con l'elettrofiltro ad umido.

4.2.2 Attività n. 7 – COI – RF – Raffineria fisica

La superficie interessata dalla raffineria è pari a 2.220 m² a cui si deve aggiungere lo spazio dei serbatoi di alimentazione. Nell'impianto si trattano oli vegetali grezzi con lo scopo di allontanare le impurezze, l'acidità libera e alcuni componenti maleodoranti. Il nome "Raffineria fisica" deriva dal fatto che la neutralizzazione degli acidi grassi liberi non avviene utilizzando prodotti chimici, ma

grazie al vuoto e al riscaldamento. Nell'impianto è anche stata autorizzata una linea di winterizzazione dell'olio vegetale.

Il processo è controllato da un centro di controllo automatico, che supervisiona tutte le sezioni dell'impianto, al quale si devono aggiungere i sistemi di monitoraggio e controllo ai fini della sicurezza, per la prevenzione incendi, superamento delle anomalie e riparazione guasti.

L'approvvigionamento dell'olio vegetale da raffinare e l'uscita di quello raffinato avviene a mezzo autobotti. Le operazioni di travaso e di carico avvengono in due stazioni di pompaggio collegate attraverso il pipe rack interno ai parchi serbatoi di *COI*.

L'impianto, della potenzialità lavorativa di 1.000 t/giorno, è costituito da tre sezioni:

- ✓ degommaggio/neutralizzazione;
- ✓ decolorazione;
- ✓ neutralizzazione fisica/deodorazione;
- ✓ winterizzazione.

Il **degommaggio** consiste nell'eliminazione dall'olio dei fosfolipidi, delle impurezze e dell'acidità (parziale o totale) attraverso uno specifico agente (acido fosforico o acido citrico) che viene additivato all'olio grezzo, precedentemente riscaldato. Segue una fase di neutralizzazione con soda e la separazione con centrifuga dell'olio dalle cosiddette paste saponose (saponi, fosfolipidi e impurezze).

L'olio viene quindi riscaldato con vapore e successivamente additivato con acqua calda per il lavaggio. La miscela olio/acqua viene centrifugata per separare l'olio, che viene asciugato sottovuoto per eliminare l'umidità residua e poi passa alla fase di decolorazione.

Nella **decolorazione** l'olio viene miscelato con terra di diatomee che assorbe le sostanze coloranti (clorofilla e sostanze organiche con cromofori). Dopo circa trenta minuti di contatto si filtra e si separa l'olio decolorato dalle terre esauste (inviata a messa in riserva e poi a recupero).

A questo punto si ha la **neutralizzazione fisica/deodorazione** che viene effettuata distillando l'olio sotto vuoto (1-2 mm Hg) a 220/240°C. Gli acidi grassi e i composti volatili maleodoranti sono strappati grazie all'alta temperatura, al vapore diretto e al vuoto. I vapori di distillazione sono abbattuti in un condensatore alimentato con acqua fredda prodotta da gruppi frigo a circuito chiuso. Al termine si ottiene olio neutralizzato/deodorato, acidi grassi distillati e impurezze.

L'olio deodorato, passando attraverso uno scambiatore di calore per il recupero termico, viene raffreddato a temperatura ambiente e può quindi essere immagazzinato nei serbatoi di stoccaggio.

Nel processo di **Winterizzazione**, costituito dalla fase di cristallizzazione e filtrazione, l'olio vegetale viene raffreddato a circa 5-7°C con uno scambiatore a piastre alimentato a ciclo chiuso con una soluzione acqua-glicole etilenico, proveniente da un gruppo frigo. Viene quindi trasferito in sei cristallizzatori/maturatori in serie (60 m³ cad), raffreddati tramite serpentini alimentati con la stessa soluzione dello scambiatore a piastre. Nei cristallizzatori, ove l'olio viene mantenuto in costante agitazione, si ha la formazione dei cristalli di cere. In uscita dal sesto maturatore, l'olio entra in un settimo serbatoio da 60 m³ in cui viene riscaldato in maniera indiretta (serpentini) a circa 20°C utilizzando acqua calda proveniente da un serbatoio denominato di retempering. La miscela olio/cristalli viene separata con centrifuga ottenendo olio winterizzato limpido, destinato all'imbottigliamento e olio winterizzato torbido che potrà essere inviato al settore della panificazione e dei prodotti da forno. Se necessario l'olio da imbottigliare potrà anche essere brillantato con filtro.

Per l'esercizio della raffineria sono presenti alcuni impianti ausiliari anche a supporto di altre attività produttive svolte all'interno del sito:

- Unità di produzione del calore. **Trattasi di una centrale termica alimentata a gas metano da circa 2.000.000 kcal/h**, alla pressione di esercizio di 70 bar. L'alimentazione del metano è assicurata da una rete interna che ha origine da una cabina di decompressione a collegata alla Rete Gas SNAM.
- Impianto di produzione di acqua deionizzata.
- Impianto di prevenzione incendi.

4.2.2.1 Emissioni in atmosfera

Le emissioni convogliate in atmosfera della raffineria fisica autorizzate nell' AIA n.323/2022 sono:

- ✓ **EC13-COI** - provenienti dagli eiettori della linea di decolorazione. Sono trattate con condensatore e scrubber a umido alimentato con acqua e ipoclorito di sodio.
- ✓ **EC14-COI** - dalla disoleazione delle terre esauste. Depurate con ciclone; condensatore/abbattitore;
- ✓ **EC15-COI** - sfiati del circuito di trasporto preventivamente filtrati;
- ✓ **EC16-COI** - sfiati del circuito di trasporto preventivamente filtrati;
- ✓ **EC17-COI** - a servizio della caldaia a gas metano da circa 2.000.000 kcal/h;
- ✓ **EC18-COI** - sfiati del circuito di trasporto trattati con un ciclone.

Tra queste, **solo l'emissione EC17-COI è pertinente con il progetto in esame**, in quanto deriva da un processo di combustione e per giunta di metano, come le emissioni dei nuovi

motogeneratori che si vuole installare in sostituzione degli esistenti. Le caratteristiche dell'emissione **E17-COI** sono di seguito riportate.

- portata fumi secchi : 3.500 Nm³/h;
- temperatura di esercizio : 250 °C;
- altezza camino : 36 m;
- concentrazione O₂ di riferimento : 3%;

La misurazione delle concentrazioni degli inquinanti e la verifica del rispetto dei limiti avvengono secondo le modalità e frequenze indicati in AIA n.323/2022 e riportate nella tabella seguente.

Tabella 14: Raffineria fisica COI Parametri di monitoraggio emissioni e limiti AIA

EC17-COI Parametri da monitorare	Frequenza	Limiti AIA
NOx (come NO ₂)	trimestrale	200 mg/Nm ³
SOx (come SO ₂ + SO ₃)	trimestrale	35 mg/Nm ³
Polveri totali	trimestrale	5 mg/Nm ³

4.2.3 Attività n.11 – COI – Servizi generali

Asserviti alle attività del complesso industriale ci sono delle utility comuni alle varie società del gruppo, di seguito brevemente descritte.

Pipe rack

Trattasi di struttura reticolare lunga circa 750m, di sostegno per tubazioni contenenti acqua, vapore, olio vegetali grezzi e raffinati, gas metano, condensa, acqua demineralizzata.

La struttura è composta da pilastri e travi in profilati metallici con rastrelliere, collegati tra loro e con gli immobili.

Rete di distribuzione gas metano

La rete di distribuzione di gas metano, collegata direttamente alla linea SNAM, è a servizio delle seguenti attività:

- ✓ Attività n.5 – COI - Raffineria Chimica;
- ✓ Attività n.7 – COI Raffineria Fisica;
- ✓ Attività n.1 – IGE Centrale BS1;
- ✓ Attività n.3 – IGE Centrale BL2.

La rete è così costituita:

- ✓ condotta che dalla rete esterna di SNAM adduce il gas alla cabina di decompressione (condotta di alimentazione);
- ✓ cabina semiinterrata di decompressione metano di Casa Olearia Italiana S.p.a., con pressione di monte pari a circa 50 bar e pressione di valle pari a circa 8 bar e portata oraria di circa 24.000 m³/h (576.000 m³/giorno), in cui sono ubicati i sistemi di riduzione della pressione e sistemi di misura. L'impianto è ubicato vicino al muro di cinta dello stabilimento, recitato con rete metallica di protezione di almeno 2m di altezza e realizzata nel rispetto delle prescrizioni previste alla sezione 4 del D.M. del 24 novembre 1984. Tra la recinzione metallica e i muri perimetrali della cabina è osservata una distanza di protezione superiore a 2 metri. I muri perimetrali sono realizzati in c.a. dello spessore di 20 cm e la copertura è di struttura leggera tipo lastre di fibro cemento. Il calore sviluppato per riscaldare il gas in espansione è fornito da due caldaie da 0,22 MWt che, in ragione della limitata potenza termica installata, danno luogo ai punti di emissione EC2C3-COI, EC24-COI oggetto di comunicazione ai sensi dell'art 272 comma 1 del D.Lgs. n.152/2006 poiché trattasi di emissioni poco significative.
- ✓ rete di tubazioni che dalla cabina di decompressione adducono il gas agli apparecchi di utilizzazione (rete di adduzione), posizionata su pipe rack.

Riutilizzo acque meteoriche

Al fine di ridurre i consumi di acqua e minimizzare l'impatto ambientale dell'attività industriale, la governance del Gruppo Marsiglia ha da tempo applicato idonei accorgimenti per ottenere il massimo riutilizzo delle acque meteoriche raccolte sulle superfici pavimentate del complesso industriale di Via Baione.

In tale ottica, come precedentemente già riportato, le acque meteoriche trattate sono conferite al **Consorzio Ecoacque** che ha come funzione principale la loro raccolta e avvio al riutilizzo, eventualmente, se necessario, previa clorazione e filtrazione su sabbia e carbone attivo. Al momento le acque piovane sono riutilizzate da Casa Olearia S.p.A. nelle torri evaporative di raffreddamento degli impianti delle raffinerie e nelle vasche barometriche del circuito del condensatore barometrico.

Le acque meteoriche raccolte sull'intero sito coprono circa il 19% del fabbisogno per i due sopraccitati utilizzi.

Unità di produzione calore

L'attività produttiva di Casa Olearia Italiana S.p.A. necessita di apporto di calore in vari stadi di processo, assicurato dalle seguenti centrali:

- ✓ Centrale termica 1 con:

- a) gruppo termico installato all'aperto, alimentato a gas metano, di potenzialità pari a circa 14 MWt, equivalenti a una produzione di 20.000 kg/h di vapore a 13 bar, utilizzato per varie attività (emissione **EC7 – COI**);
- b) gruppo termico installato all'aperto, alimentato a gas metano, di potenzialità pari a circa 17,5 MWt, equivalenti a una produzione di 25.000 kg/h di vapore a 13 bar, utilizzato per varie attività (emissione **EC19 – COI**);
- ✓ Centrale termica 2 con:
- 2 gruppi termici installati in un locale isolato, uno di riserva all'altro, di potenzialità ognuno pari a 4,65 MWt, alimentazione a gas metano, utilizzati per la produzione di vapore prevalentemente per la raffineria chimica (emissioni **EC1 – COI ed EC4 - COI**).
- ✓ Centrale termica 3 con:
- 1 gruppo termico installato in un locale chiuso, **attualmente non in esercizio** perché di riserva al generatore della centrale termica 1, alimentato a gas metano, di potenzialità pari a circa 2,56 MWt equivalenti ad una produzione di circa 4.000 kg/h di vapore a 13 bar, (emissione **EC20 – COI**).
- ✓ Modulo di cogenerazione a gas metano di potenza elettrica pari a 1.413 kW e potenza termica di 1.078 kW, **attualmente non in esercizio**, utilizzato per produrre energia elettrica e termica per l'intero stabilimento (**EC8 – COI**).

Unità trattamento acqua

Per la produzione di vapore è necessario utilizzare acqua deionizzata e quindi trattare adeguatamente l'acqua di rete fornita da Acquedotto Pugliese S.p.A. A tal fine vi sono due impianti ad osmosi inversa. La portata in ingresso è di 54 m³/h per ciascun impianto con produzione di 40 m³/h di permeato ciascuno. Il concentrato viene poi trattato con altri due impianti secondari, sempre a osmosi inversa, (osmosi 3 e osmosi 4) che consentono di ottenere ulteriori circa 7 m³/h di permeato cadauno.

Tutta l'acqua deionizzata così prodotta confluisce in un serbatoio di accumulo da circa 50 m³ e successivamente passa per due impianti di addolcimento a resine a scambio ionico per eliminare la durezza permanente residua eventualmente presente. L'acqua così trattata viene accumulata in un serbatoio da circa 40 m³, per essere poi utilizzata nei cicli di lavorazione, per la produzione di vapore, come reintegro nelle torri di raffreddamento, etc. (principalmente nelle attività 5, 7 e 11).

La salamoia residua utilizzata per la rigenerazione (si stima una frequenza mensile) viene inviata in testa al depuratore (Attività 9).

4.2.3.1 Emissioni in atmosfera

Le emissioni in atmosfera derivanti dalle unità di produzione di calore, alimentate a gas metano sopra elencate (EC1-COI, EC4-COI, EC7-COI, EC8-COI, EC19-COI e EC20-COI), tutte autorizzate con AIA n.323/2022, sono state considerate per la valutazione dell'impatto cumulativo delle emissioni in atmosfera per il progetto in esame.

Di seguito si riportano le caratteristiche dell'emissione e i parametri da monitorare con rispettivi limiti previsti dall'AIA n.323/2022.

EC1-COI e EC4-COI

- portata fumi secchi : 6.000 Nm³/h;
- temperatura di esercizio : 180 °C;
- altezza camino : 13 m;
- concentrazione O₂ di riferimento : 3%.

Tabella 15: Servizi generali EC1-COI e EC4-COI - Parametri di monitoraggio e limiti AIA

Parametri da monitorare	Frequenza	Limiti AIA
CO	trimestrale	100 mg/Nm ³
NOx	trimestrale	200 mg/Nm ³
SO ₂	trimestrale	35 mg/Nm ³
Polveri totali	trimestrale	5 mg/Nm ³

EC7-COI (dotato di sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni)

- portata fumi secchi : 23.000 Nm³/h;
- temperatura di esercizio : 120 °C;
- altezza camino : 11 m;
- concentrazione O₂ di riferimento : 3%.

Tabella 16: Servizi generali COI – EC7-COI - Parametri monitoraggio emissioni e limiti AIA

Parametri da monitorare	Frequenza	Limiti AIA
CO valore medio orario	continuo	125 mg/Nm ³
CO valore medio giorno	continuo	100 mg/Nm ³
NOx valore medio orario	continuo	250 mg/Nm ³

Parametri da monitorare	Frequenza	Limiti AIA
NOx valore medio giorno	continuo	200 mg/Nm ³

EC8-COI (attualmente non in esercizio)

- portata fumi secchi : 5.500 Nm³/h;
- temperatura di esercizio : 160 °C;
- altezza camino : 7 m;
- concentrazione O₂ di riferimento : 3%.

Tabella 17: Servizi generali COI – EC8-COI - Parametri monitoraggio emissioni e limiti AIA

Parametri da monitorare	Frequenza	Limiti AIA
CO	trimestrale	100 mg/Nm ³
NOx	trimestrale	200 mg/Nm ³
SO ₂	trimestrale	35 mg/Nm ³
Polveri totali	trimestrale	5 mg/Nm ³

EC19-COI (dotato di sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni)

- portata fumi secchi : 35.000 Nm³/h;
- temperatura di esercizio : 200 °C;
- altezza camino : 12 m;
- concentrazione O₂ di riferimento : 3%.

Tabella 18: Servizi generali COI – EC19-COI - Parametri monitoraggio emissioni e limiti AIA

Parametri da monitorare	Frequenza	Limiti AIA
NOx (come NO ₂) valore medio orario	continuo	250 mg/Nm ³
NOx (come NO ₂) valore medio giorno	continuo	200 mg/Nm ³
CO	continuo	100 mg/Nm ³
SOx (come SO ₂ + SO ₃)	annuale	35 mg/Nm ³
Polveri totali	annuale	5 mg/Nm ³

EC20-COI (attualmente non in esercizio)

- portata fumi secchi : 3.700 Nm³/h;
- temperatura di esercizio : 280 °C;

- altezza camino : 17 m,
- concentrazione O₂ di riferimento : 3%.

Tabella 19: Servizi generali COI – EC20-COI – Parametri di monitoraggio e limiti AIA

Parametri da monitorare	Frequenza	Limiti AIA
CO	trimestrale	100 mg/Nm ³
NO _x (come NO ₂)	trimestrale	200 mg/Nm ³
SO _x (come SO ₂ + SO ₃)	trimestrale	35 mg/Nm ³
Polveri totali	trimestrale	5 mg/Nm ³

5. ANALISI DELLO STATO DELL'AMBIENTE (SCENARIO DI BASE)

L'individuazione dei **fattori ambientali** e degli **agenti fisici** da considerare ai fini dell'analisi del sistema territoriale locale è stata basata sulle caratteristiche tipologiche e dimensionali del progetto in esame, sui requisiti definiti dalla legislazione vigente in materia di valutazione di impatto ambientale e sulle specifiche caratteristiche del sito interessato dagli interventi.

I fattori ambientali ritenuti significativi ai fini del presente studio sono:

- atmosfera, aria e clima, per caratterizzare l'area dal punto di vista meteorologico e valutare la significatività delle emissioni generate dal progetto;
- ambiente idrico, per valutarne la qualità attuale e a seguito della realizzazione ed esercizio del progetto proposto;
- suolo e sottosuolo, per definire le caratteristiche delle aree interessate attuali e a seguito della realizzazione ed esercizio del progetto proposto e valutare l'impatto sull'uso, riuso e consumo di suolo;
- biosfera, in virtù delle caratteristiche di naturalità dell'area circostante il sito, per valutare la significatività degli effetti generati dal progetto;
- paesaggio, per ciò che concerne l'influenza delle previste attività di progetto sulle componenti vedutistiche e percettive dell'area;
- salute pubblica, per la valutazione delle potenziali ricadute dirette e indirette sulla popolazione a seguito della realizzazione ed esercizio del progetto proposto.

Gli agenti fisici ritenuti significativi ai fini del presente studio sono:

- clima acustico, per la valutazione dell'eventuale incremento dei livelli di rumore a seguito della realizzazione ed esercizio del progetto proposto;
- campi elettromagnetici che possono avere conseguenze sulla salute pubblica in funzione delle caratteristiche proprie dell'emissione a seguito della realizzazione ed esercizio del progetto proposto.

L'area di influenza potenziale dell'opera, rappresentata dal territorio entro il quale è presumibile che possano manifestarsi effetti ambientali significativi, è individuata in relazione alle interferenze del progetto sui fattori ambientali e alle caratteristiche di pregio e sensibilità del territorio attraversato. Ne consegue, dunque, che la sua estensione può variare a seconda del comparto ambientale analizzato.

5.1 FATTORI AMBIENTALI

5.1.1 Atmosfera: aria e clima

La definizione delle caratteristiche meteorologiche del sito e dello stato attuale della qualità dell'aria, insieme alla valutazione degli impatti sulla componente atmosfera generati dalla realizzazione e dall'esercizio dell'impianto in progetto e alla verifica del rispetto della normativa vigente in materia di ricaduta delle emissioni in atmosfera associate all'esercizio dell'impianto in configurazione attuale e di progetto, sono presentate nello studio previsionale delle ricadute al suolo allegato al SIA.

Inquadramento

CLIMA¹⁶

Il clima è mediterraneo con estati secche e calde e inverni miti e umidi. L'azione mitigatrice del mare fa sì che le escursioni termiche siano contenute e, vista la posizione della città sulle coste del basso Adriatico, i venti molto spesso sono a regime di brezza. I venti predominanti sono il maestrale, il greco levante, lo scirocco.

D'inverno il territorio può essere interessato da incursioni di aria fredda di origine balcanica che, in alcune occasioni, determinano precipitazioni a carattere anche nevoso. Da ricordare le nevicate del 2003, 2010, 2014, in cui caddero in media, sulla città, 10–15 cm di neve. Nell'agro le nevicate possono raggiungere anche i 50 o i 60 cm di altezza, come nel 1956, o 20-30 cm di altezza nel 2014.

Nel caso specifico sono stati utilizzati i **dati meteo CALMET 3D** relativi alla zona di interesse (Lat: 40.959094°N, Long: 17.264278°E) e riferiti all'anno **2019**.

I dati meteo CALMET 3D sono stati ricostruiti, per l'area descritta, attraverso un'elaborazione "mass consistent" sul dominio tridimensionale effettuata con il modello meteorologico CALMET con le risoluzioni orizzontali e verticali, rispettivamente pari a $dx=dy=300$ m e 0-20-50-100-200-500-1000-2000-4000 m sul livello del suolo, dei dati rilevati nelle stazioni SYNOP ICAO (International Civil Aviation Organization) di superficie e profilometriche presenti sul territorio nazionale e dei dati rilevati nelle stazioni locali sito-specifiche.

¹⁶ Le informazioni riportate sono estratte dal Manuale Operativo della Protezione Civile per il comune di Monopoli (2016) <http://infoalert365-monopoli.sf1.3plab.it/piano-di-emergenza/>

TEMPERATURE

Tabella 20: temperature nel 2019 nell'area in progetto

Grafico Rosa dei Venti		Tabella Rosa dei Venti		Temperatura (°C)		Precipitazione (mm)	
	Periodo	Minima	Media	Massima			
▶	Anno	0.02	17.50	36.23			
	Primavera	5.70	14.76	28.56			
	Estate	14.03	25.77	36.23			
	Autunno	8.63	19.33	29.93			
	Inverno	0.02	9.98	19.19			
	Jan	0.02	7.79	16.59			
	Feb	3.09	10.02	18.23			
	Mar	5.70	12.92	24.37			
	Apr	8.69	14.80	28.56			
	May	8.37	16.56	25.96			
	Jun	14.03	25.06	35.54			
	Jul	17.00	25.83	34.36			
	Aug	20.00	26.41	36.23			
	Sep	15.12	23.01	29.32			
	Oct	11.59	18.96	29.93			
	Nov	8.63	16.05	24.35			
	Dec	4.34	12.13	19.19			

Temperatura minima, media massima (°C)

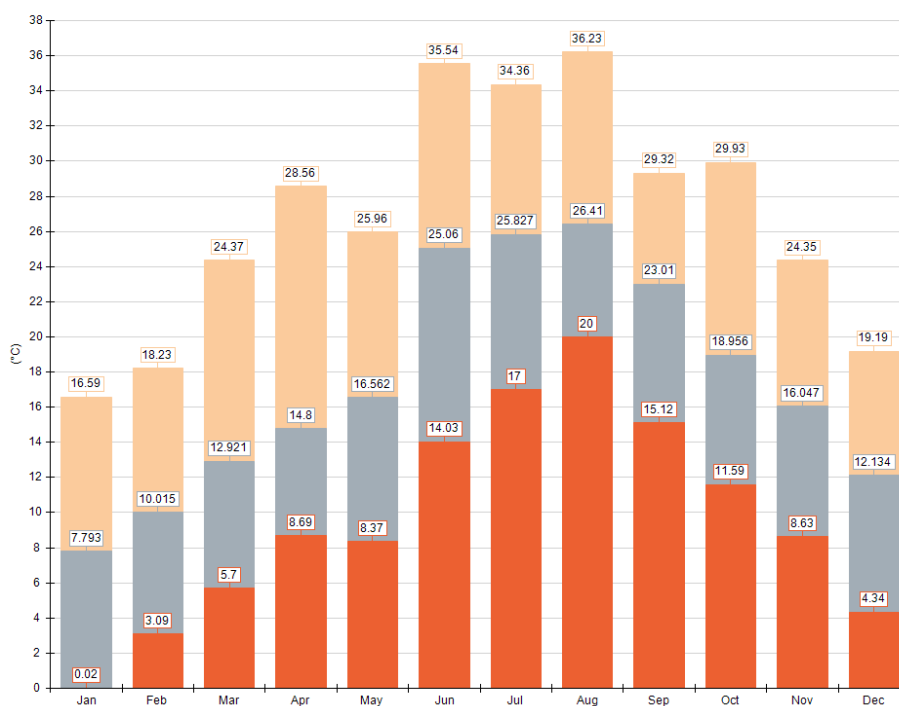


Figura 21: temperature dell'aria nell'anno 2019 nell'area in progetto

PRECIPITAZIONI¹⁷

Tabella 21: precipitazioni nel 2019 nell'area in progetto

Grafico Rosa dei Venti		Tabella Rosa dei Venti		Temperatura (°C)	Precipitazione (mm/hr)
	Periodo	Media	Massima		Cumulata
▶	Anno	0.07	16.19		579.29
	Primavera	0.08	10.91		180.01
	Estate	0.03	16.19		56.50
	Autunno	0.05	9.66		116.39
	Inverno	0.10	8.02		226.39
	Jan	0.21	8.02		154.80
	Feb	0.04	6.05		29.78
	Mar	0.05	6.96		36.05
	Apr	0.11	9.13		80.83
	May	0.08	10.91		63.13
	Jun	0.00	0.00		0.00
	Jul	0.08	16.19		56.50
	Aug	0.00	0.00		0.00
	Sep	0.03	7.90		19.63
	Oct	0.00	1.13		2.42
	Nov	0.13	9.66		94.34
	Dec	0.06	5.65		41.81

Precipitazione cumulata (mm/hr)

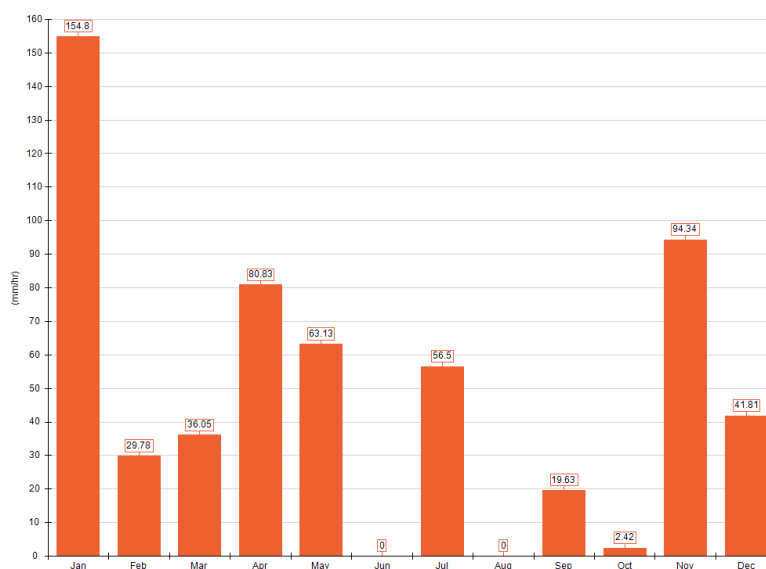


Figura 22: giorni di pioggia nel 2019 nell'area in progetto

¹⁷ Le informazioni riportate sono estratte dal Manuale Operativo della Protezione Civile per il comune di Monopoli (2016) <http://infoalert365-monopoli.sf1.3plab.it/piano-di-emergenza/>

VENTI

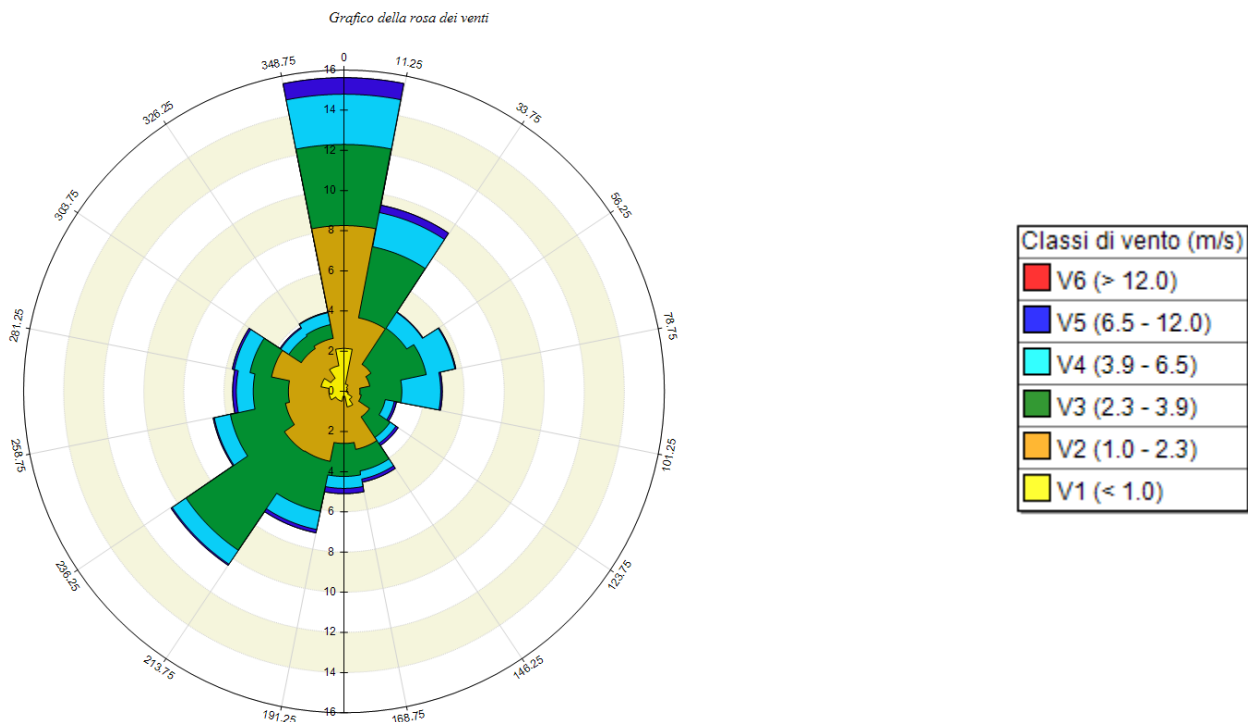


Figura 23: rosa dei venti nell'anno 2019 nell'area in progetto

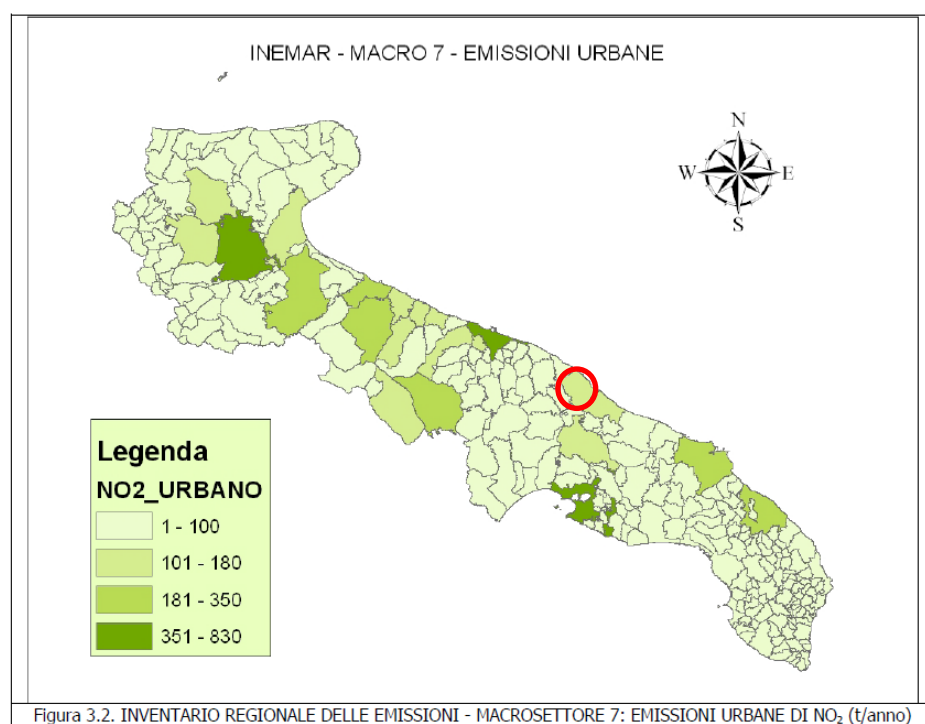
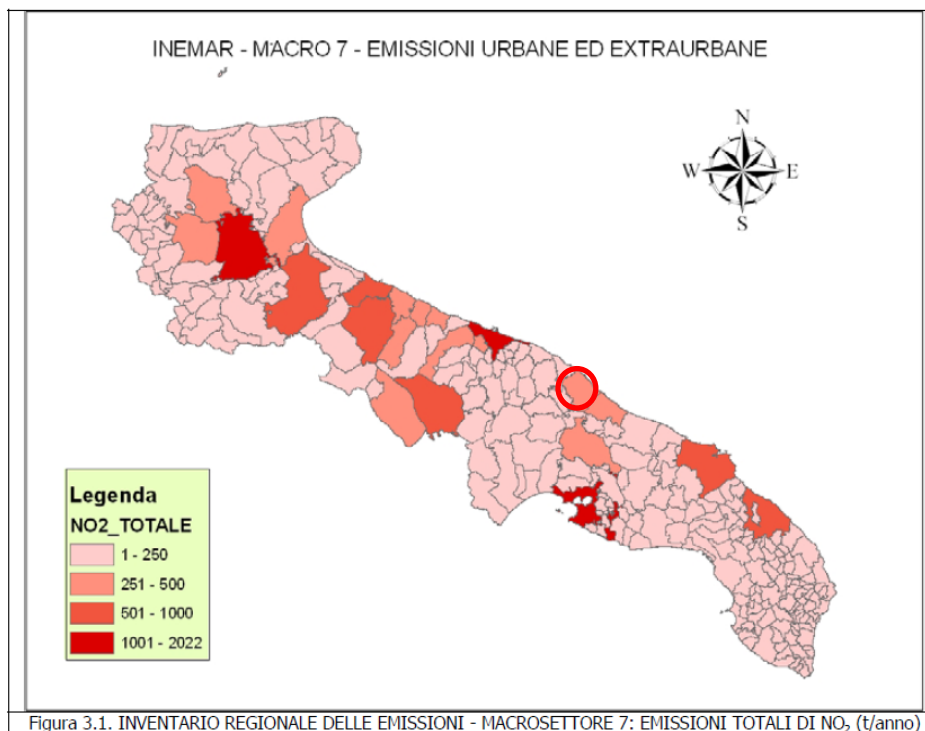
Tabella 22: venti nel 2019 nell'area in progetto

Grafico Rosa dei Venti	Tabella Rosa dei Venti	Temperatura (°C)	Precipitazione (mm/hr)	Dati Meteorologici	Grafico Rosa dei Venti stag.	Tabella Rosa dei Venti stag.		
SECTORS	V1 (< 1.0)	V2 (1.0 - 2.3)	V3 (2.3 - 3.9)	V4 (3.9 - 6.5)	V5 (6.5 - 12.0)	V6 (> 12.0)	Totale	Vmed (m/s)
348.8 - 11.3	2.13	6.12	4.04	2.50	0.82	0.00	15.62	2.71
11.3 - 33.8	0.37	3.37	3.61	1.74	0.38	0.00	9.45	2.99
33.8 - 56.3	0.22	1.40	2.16	0.95	0.03	0.00	4.76	2.97
56.3 - 78.8	0.15	1.16	2.88	1.46	0.05	0.00	5.70	3.21
78.8 - 101.3	0.10	0.70	2.09	1.94	0.08	0.00	4.91	3.61
101.3 - 123.8	0.22	0.66	1.22	0.46	0.11	0.00	2.67	3.01
123.8 - 146.3	0.48	1.05	1.23	0.35	0.14	0.00	3.25	2.63
146.3 - 168.8	0.79	2.16	1.10	0.41	0.16	0.00	4.61	2.31
168.8 - 191.3	0.25	2.34	1.64	0.59	0.26	0.00	5.09	2.73
191.3 - 213.8	0.50	3.05	2.53	0.92	0.17	0.00	7.18	2.69
213.8 - 236.3	0.50	3.08	5.92	0.83	0.07	0.00	10.41	2.60
236.3 - 258.8	0.75	2.23	2.81	0.82	0.06	0.00	6.67	2.45
258.8 - 281.3	0.75	2.02	1.76	0.84	0.18	0.00	5.56	2.63
281.3 - 303.8	1.16	2.52	1.10	0.80	0.10	0.00	5.68	2.33
303.8 - 326.3	0.79	1.78	0.74	0.48	0.06	0.00	3.85	2.16
326.3 - 348.8	1.30	1.39	0.70	0.61	0.03	0.00	4.03	2.07
Variabili	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Calme	0.56	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.56	0.00
Totale	11.03	35.03	35.53	15.71	2.71	0.00	100.00	0.00

Stato attuale

Le Informazioni sull'attuale stato della qualità dell'aria nel Comune di Monopoli sono estratte dal Piano Regionale della Qualità dell'Aria (PRQA) della Regione Puglia, innanzi già citato.

Le due seguenti figure si riportano le emissioni stimate di NO₂ dal Macrosettore 7, da traffico "urbano ed "extraurbano" e "urbano". I comuni sono stati suddivisi in 4 classi, in funzione delle tonnellate/anno di NO₂ emesse.



Di seguito si riportano i principali dati disponibili per il comune di Monopoli:

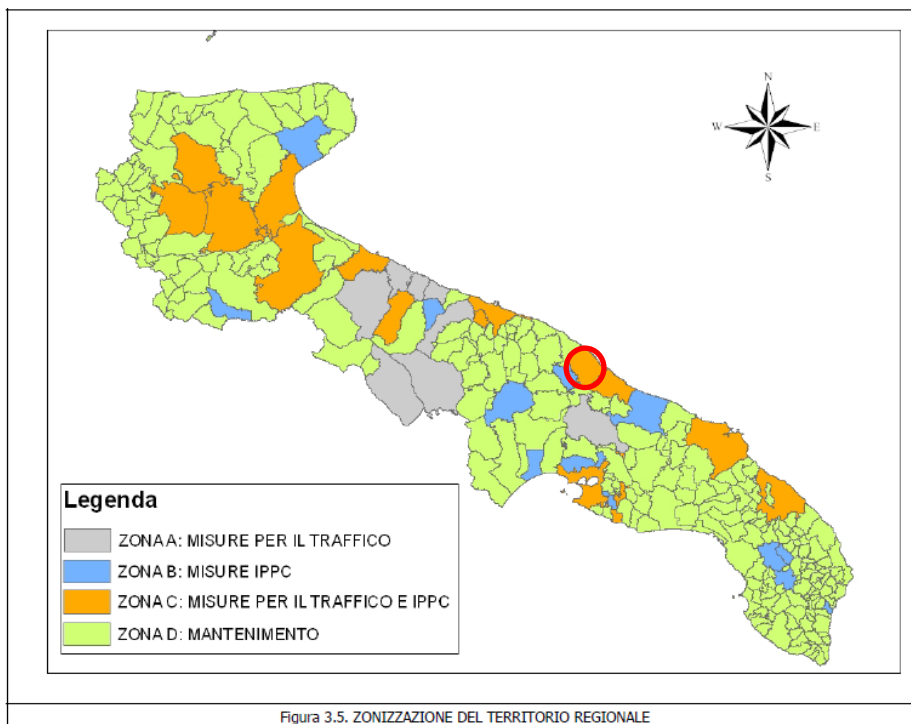
- emissioni urbane ed extraurbane di NO₂ (t/anno) - basse, comprese tra 251 e 500 t/anno;
- emissioni urbane di NO₂ (t/anno) - basse, comprese tra 100 e 180 t/anno.

Per quanto riguarda le emissioni relative al solo traffico urbano e quelle relative al cumulo di traffico urbane ed extraurbane, è opportuno sottolineare che in Puglia solo 9 Comuni sono stati inclusi tra quelli ad emissioni medie ed elevate, per 236 Comuni sono state registrate emissioni trascurabili e per 13 comuni, tra cui quello di Monopoli, sono state registrate emissioni basse.

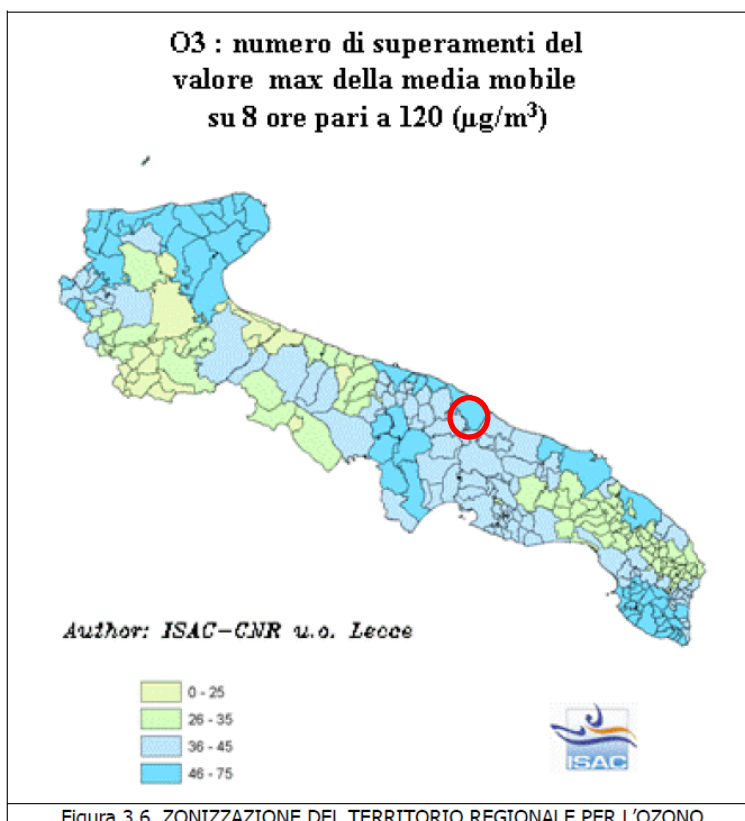
Per quanto riguarda le emissioni da fonti industriali, allo stato di redazione del PRGA, sul territorio del Comune di Monopoli è presente un impianto produttivo soggetto ad AIA, ossia tra quelli per i quali il PRQA si pone obiettivi di riduzione. Infatti, allo stato di redazione del PRQA sono stati censiti 112 complessi IPPC di cui 12, già esistenti, di competenza statale, tra i quali ricade anche l'impianto IGE di Monopoli. I rimanenti 100 sono di competenza regionale.

Complessivamente, il PRQA indica il comune di Monopoli¹⁸, appartenente alla **zona C (emissioni inquinanti da traffico veicolare e da impianti industriali)**, come uno dei comuni con livelli di qualità peggiori (insieme a Bari, Barletta, Brindisi, Cerignola, Corato, Fasano, Foggia, Lecce, Lucera, Manfredonia, Modugno, San Severo e Taranto), ovvero dove sono stati misurati o stimati concentrazioni superiori ai limiti di legge, e pertanto in cui devono essere considerati prioritari gli interventi di risanamento, per i quali i comuni sono obbligati a presentare domanda di finanziamento per gli interventi da adottare. Per i comuni ricadenti in tale zona, il PRQA prevede l'applicazione di misure di risanamento riguardanti alla mobilità urbana e misure per il comparto industriale.

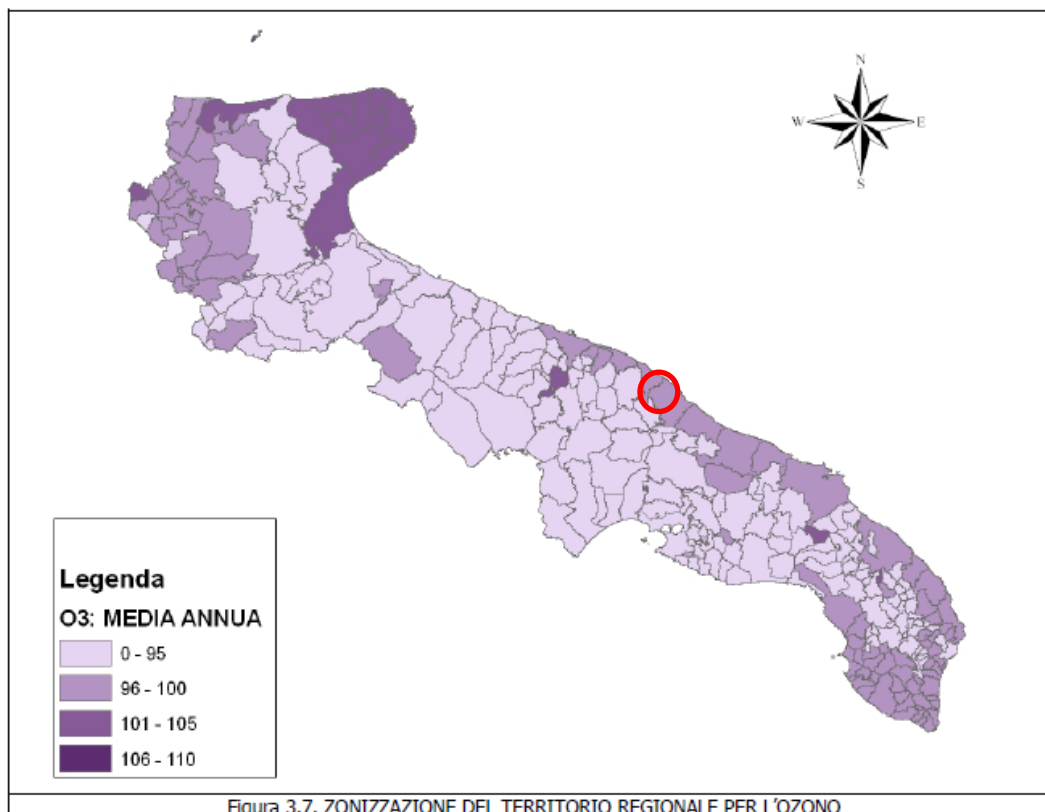
¹⁸ "Piano Regionale della Qualità dell'Aria (PRQA) della Regione Puglia, adottato con Regolamento Regionale n. 6/2008, e pubblicato su BURP n.84 del 28/05/2008. <https://trasparenza.regione.puglia.it/informazioni-ambientali/fattori-inquinanti/piano-regionale-qualita-dellaria> "



Relativamente al monitoraggio dell’ozono, la limitatezza dei dati disponibili ha indotto, nell’ambito della redazione del PRQA, alla realizzazione di simulazioni modellistiche, in base alle quali **il Comune di Monopoli rientra tra i Comuni con il maggior numero di superamenti del valore ammesso.**



La concentrazione media annuale di ozono nel comune di Monopoli è anche medio-alta.



Di seguito si riporta una sintesi dei **dati di qualità dell'aria disponibili rilevati dalle due centraline di monitoraggio presenti sul territorio del comune di Monopoli** elaborate da Arpa Puglia e relative al 2019¹⁹.

PROV	COMUNE	STAZIONE	RETE	TIPO STAZIONE	E (UTM33)	N (UTM33)	PM10	PM2,5	NO2	O3	C6H6	CO	SO2
BA	Bari	Bari - Caldarola	RRQA	traffico	658520	4553079	x	x	x		x	x	
		Bari - Carbonara	COMUNE BARI	Fondo	654377	4598816	x		x				
		Bari - Cavour	COMUNE BARI	traffico	657197	4554020	x	x	x		x	x	
		Bari - CUS	COMUNE BARI	Traffico	654877	4555353	x		x	x			
		Bari - Kennedy	COMUNE BARI	Fondo	656105	4551478	x		x	x			
	Altamura	Altamura	PROVINCIA BARI	Fondo	631558	4520820	x	x	x	x			
	Casamassima	Casamassima	PROVINCIA BARI	Fondo	661589	4535223	x	x	x	x			
	Molfetta	Modugno - EN02	SORGENIA	Industriale	648305	4555516	x	x	x	x			x
			SORGENIA	Industriale	649647	4549969	x		x				x
			SORGENIA	Industriale	650120	4553064	x		x				x
Molfetta	Molfetta - Verdi	RRQA	traffico	624595	4562222	x		x					
		PROVINCIA BARI	Traffico	692701	4535752	x	x	x			x	x	
Molfetta	Monopoli	ITALGREEN	ITALGREEN	Traffico	692229	4537004	x	x	x			x	

Figura 24: dati centraline monitoraggio qualità dell'aria di Monopoli

¹⁹ Arpa Puglia, Relazione annuale sulla qualità dell'aria in Puglia – Anno 2019. https://www.arpa.puglia.it/pagina2873_report-annuali-e-mensili-qualit-dellaria-rrqa.html

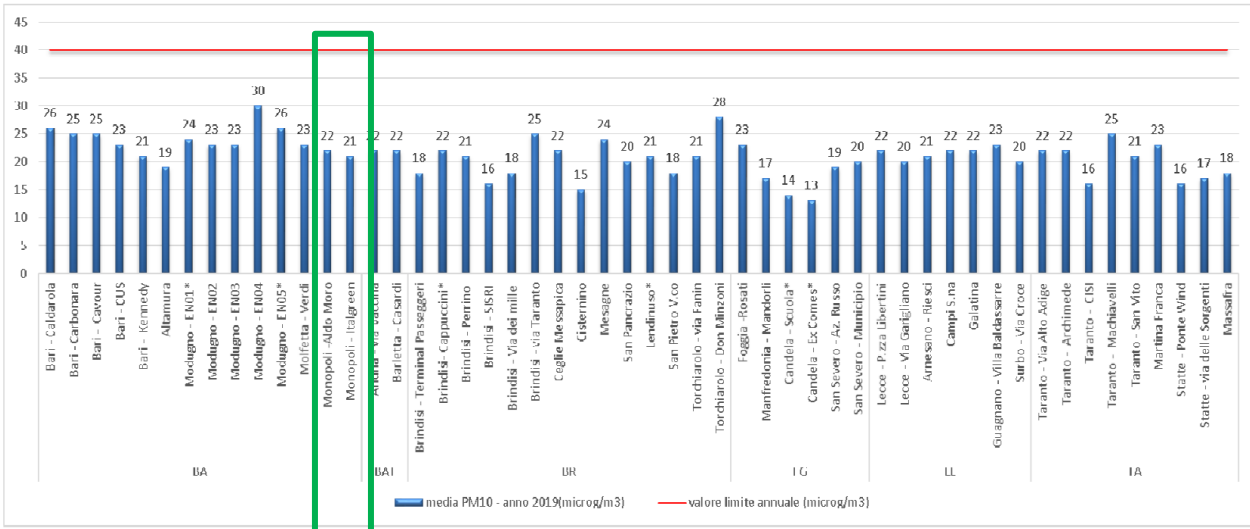


Figura 25: valori medi annui di PM10 (µg/m³) - 2019

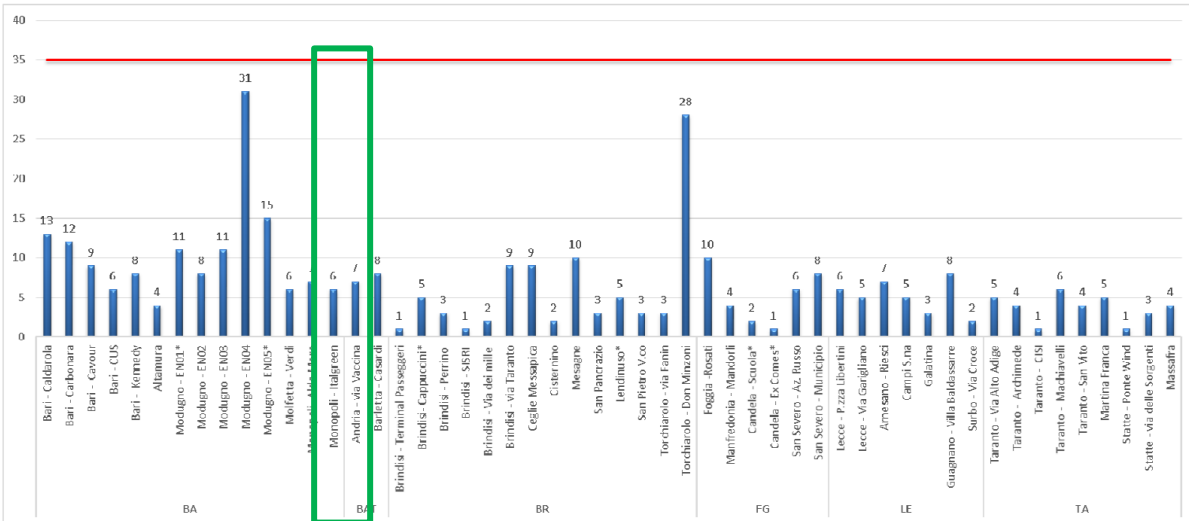


Figura 26: superamenti limite giornaliero di PM10 - 2019

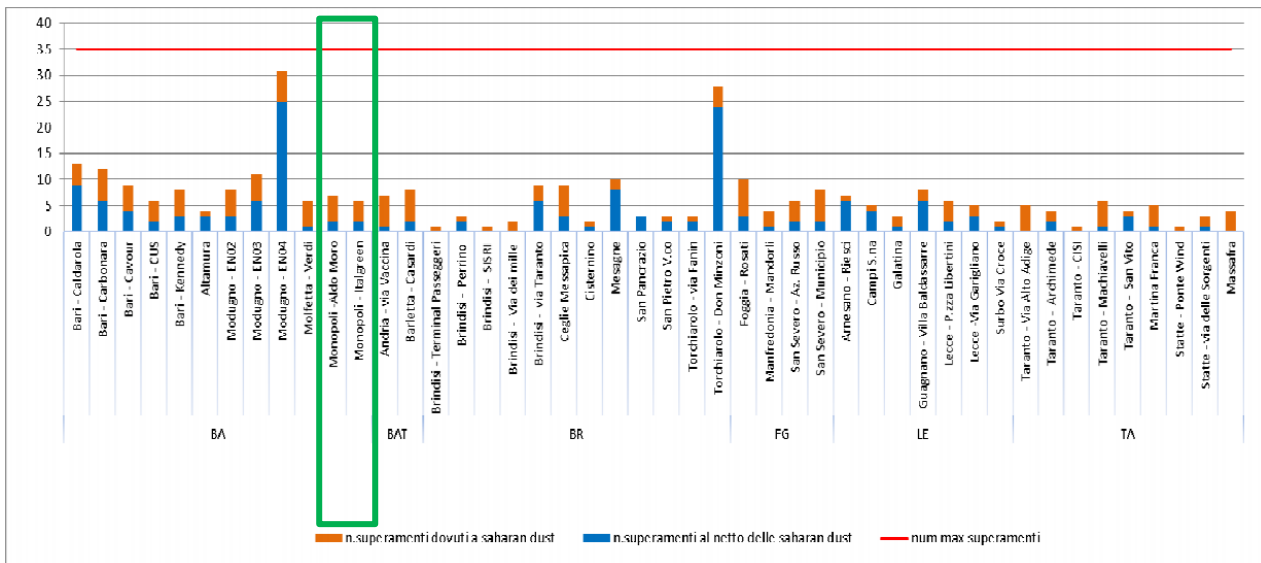


Figura 27: superamenti limite giornaliero PM10 con e senza azezioni sahariane - 2019

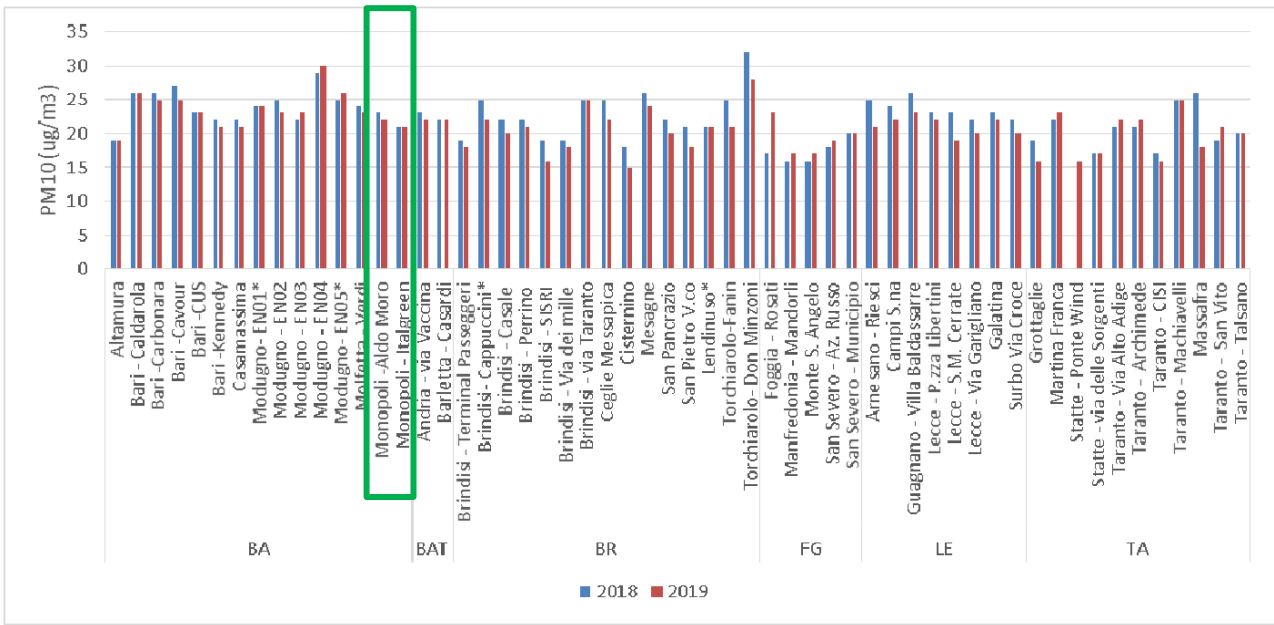


Figura 28: PM10 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) - confronto tra medie annuali 2018 e 2019

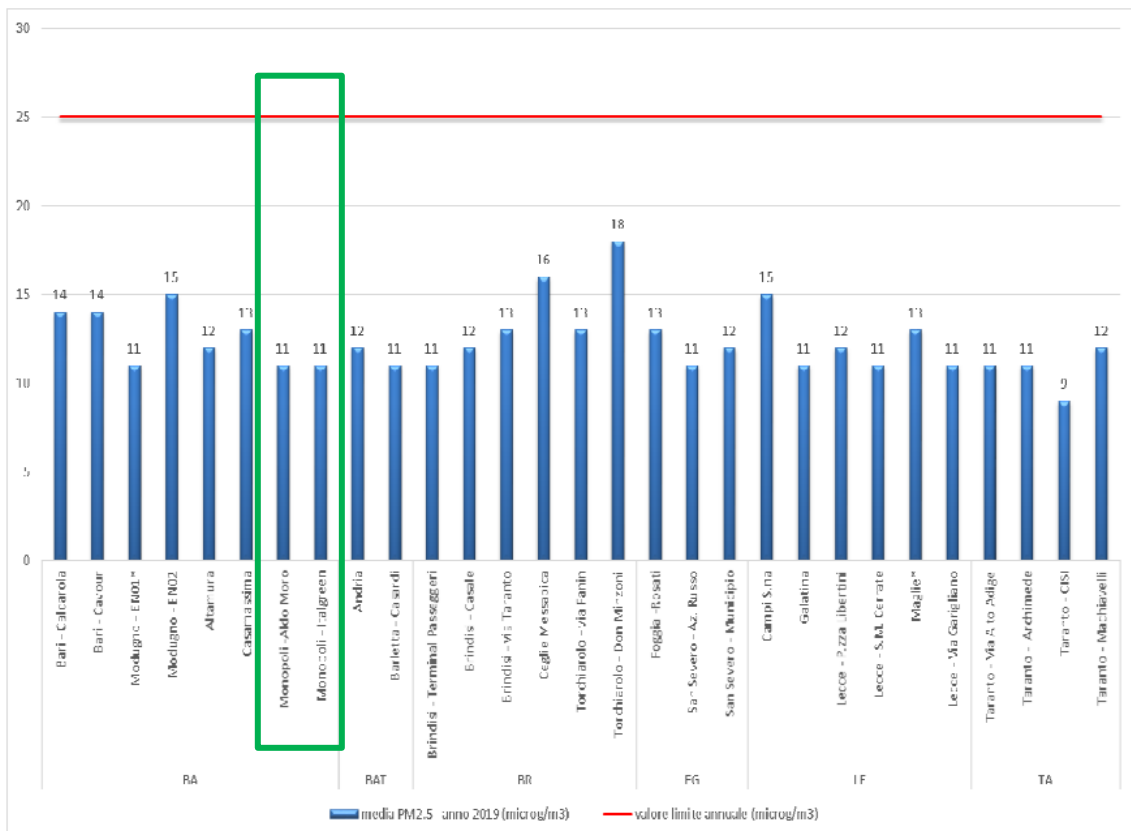


Figura 29: valori medi annui di PM2.5 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$) - 2019



Figura 30: Stima del trend delle concentrazioni giornaliere di PM2,5, 2010-2019 (verde=diminuzione significativa; rosso=aumento significativo; grigio=trend non significativo)

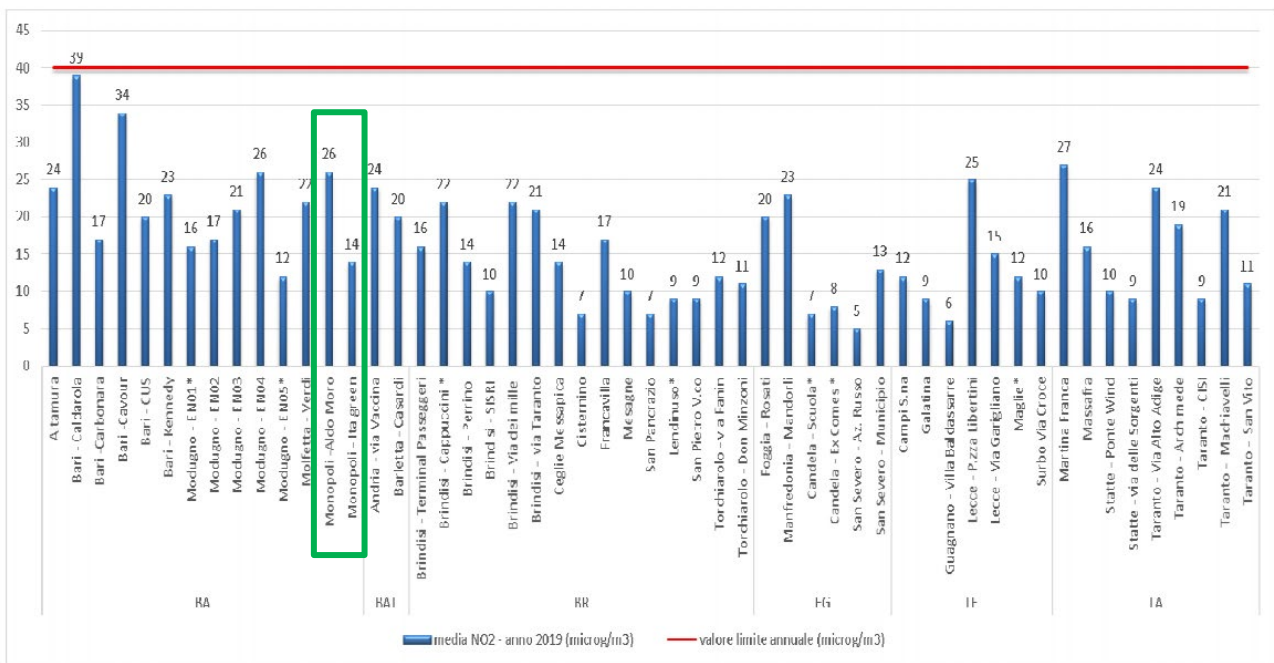


Figura 31: valori medi annui di NO₂ (µg/m³) - 2019

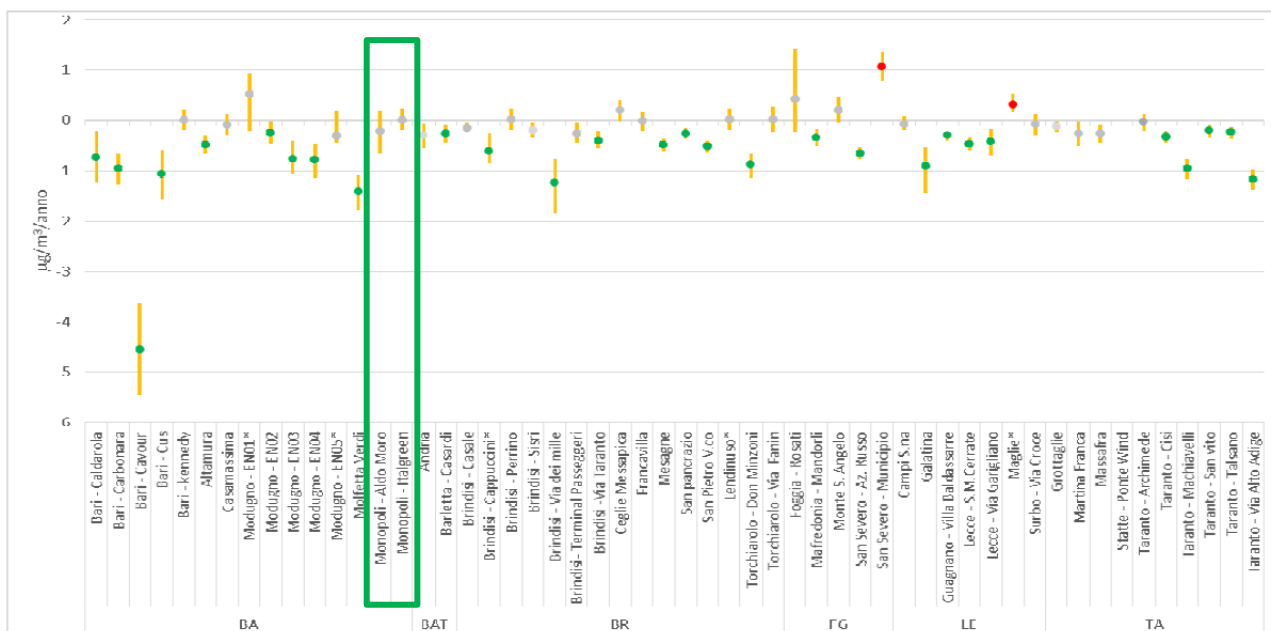


Figura 32: Stima del trend delle concentrazioni giornaliere di NO₂, 2010-2019
(verde=diminuzione significativa; rosso=aumento significativa; grigio=trend non significativa)

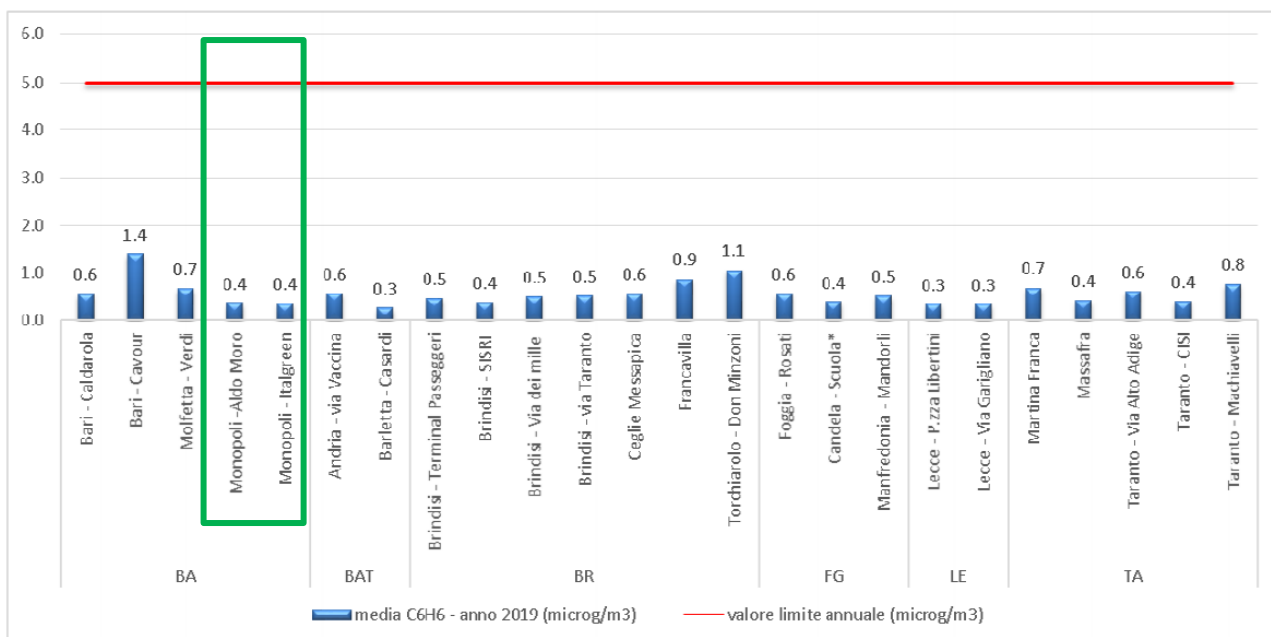


Figura 33: valori medi annui di benzene (µg/m³) – 2019

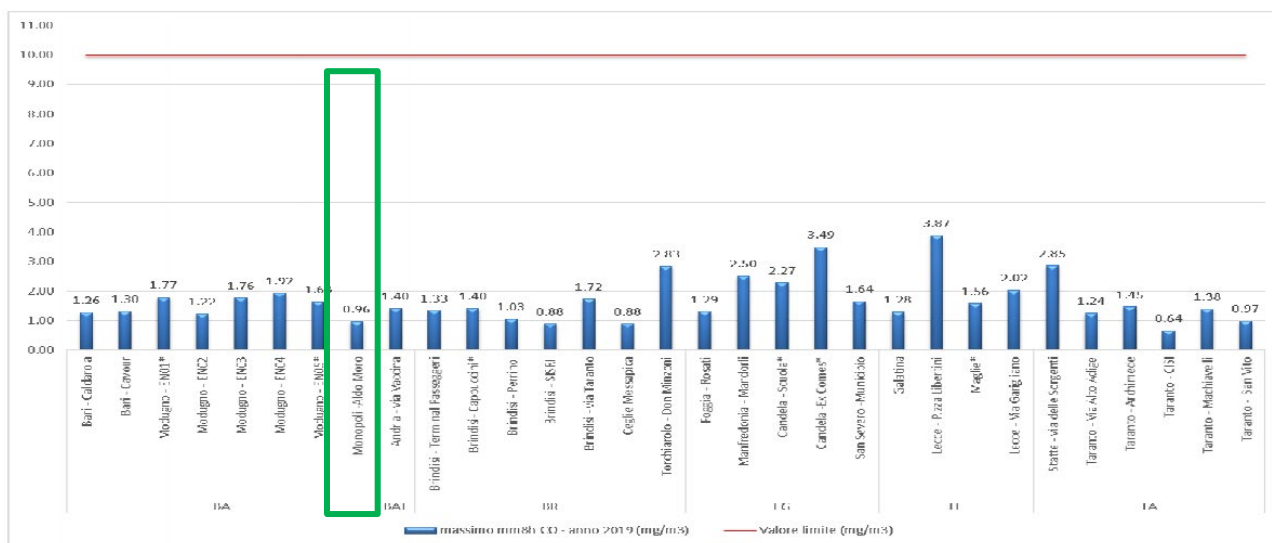


Figura 34: massimo della media mobile sulle 8 ore di CO (mg/m³) – 2019

5.1.2 Geologia

INQUADRAMENTO GEOLOGICO

Il territorio in esame, situato a 45 m s.l.m., coincide un tratto della fascia costiera adriatica, posta a nord-ovest della città di Monopoli. L'assetto strutturale del sottosuolo²⁰ è rappresentato da una monoclinale, che interessa una successione di starti calcarei di età cretacea, interessate da faglie di tipo diretto.

La formazione carbonatica mesozoica è ricoperta da una coltre calcarenitica del Quaternario avente giacitura suborizzontale e discordanza angolare con i sottostanti calcari. Tale discordanza angolare, spesso è evidenziata da uno strato di conglomerato affiorante in diversi punti soprattutto lungo la costa.

²⁰ Le informazioni riportate sono estratte dalla relazione geologica e geotecnica redatta dal dott. Mario Rotolo per conto di Ital Green Energy Srl, per la realizzazione della centrale a oli vegetali BL1 del 2003.

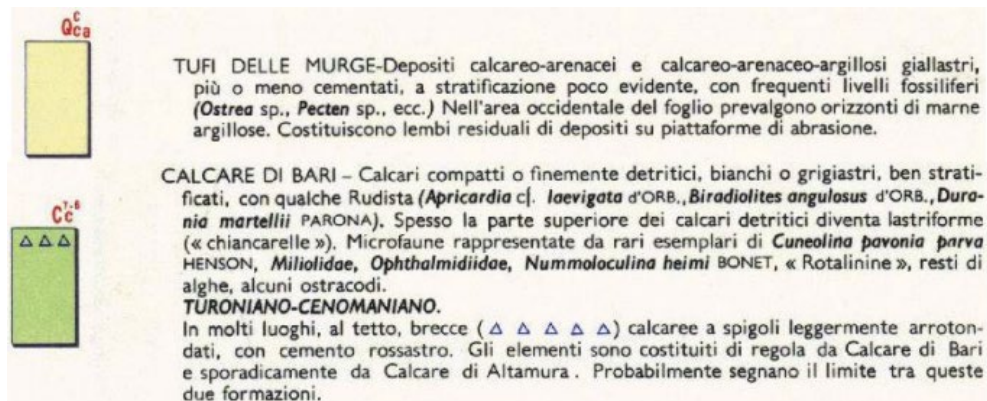
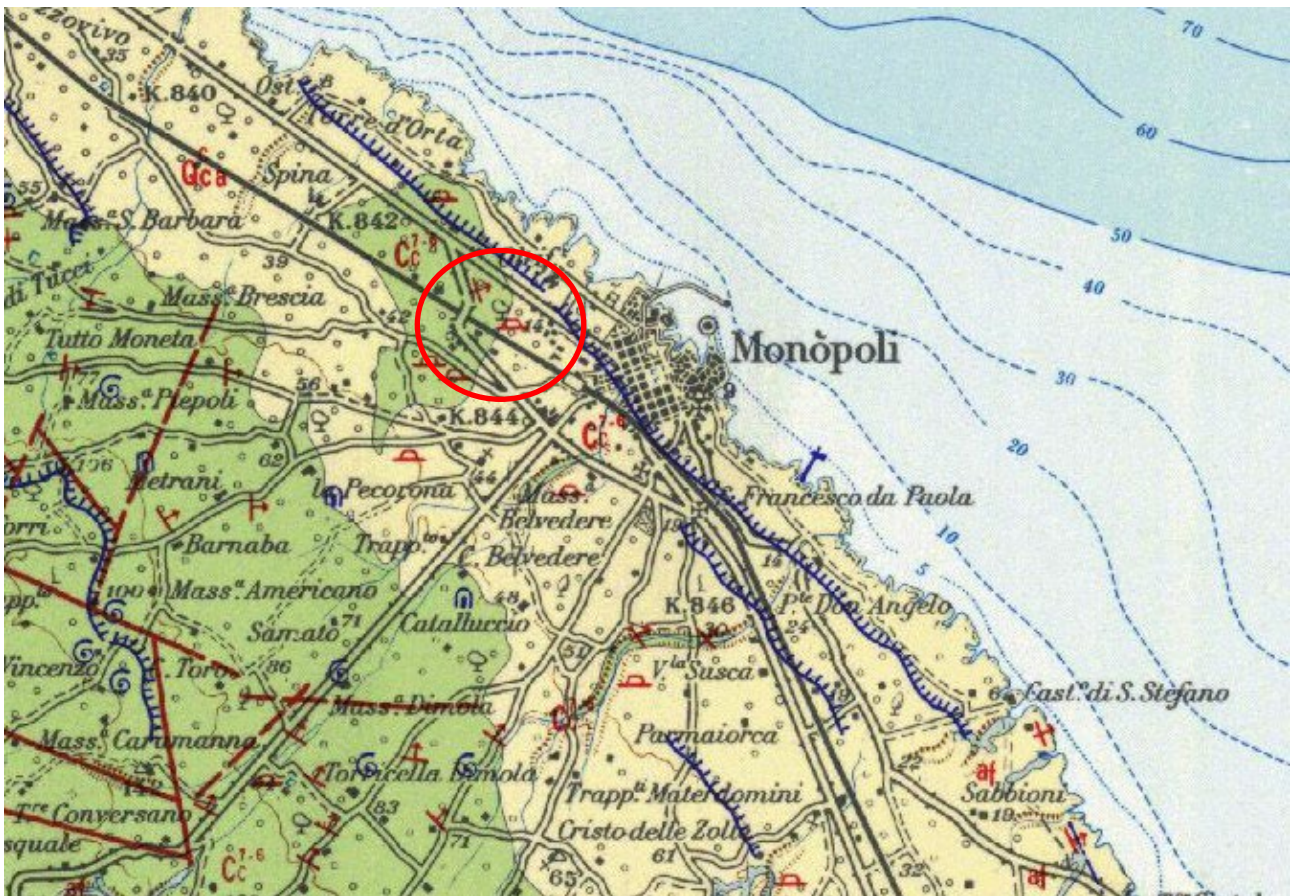


Figura 35: Foglio 190 della Carta geologica d'Italia in scala 1:100.000

Di seguito la sezione geologica schematica della Murgia, comprensiva dell'area di Monopoli.²¹

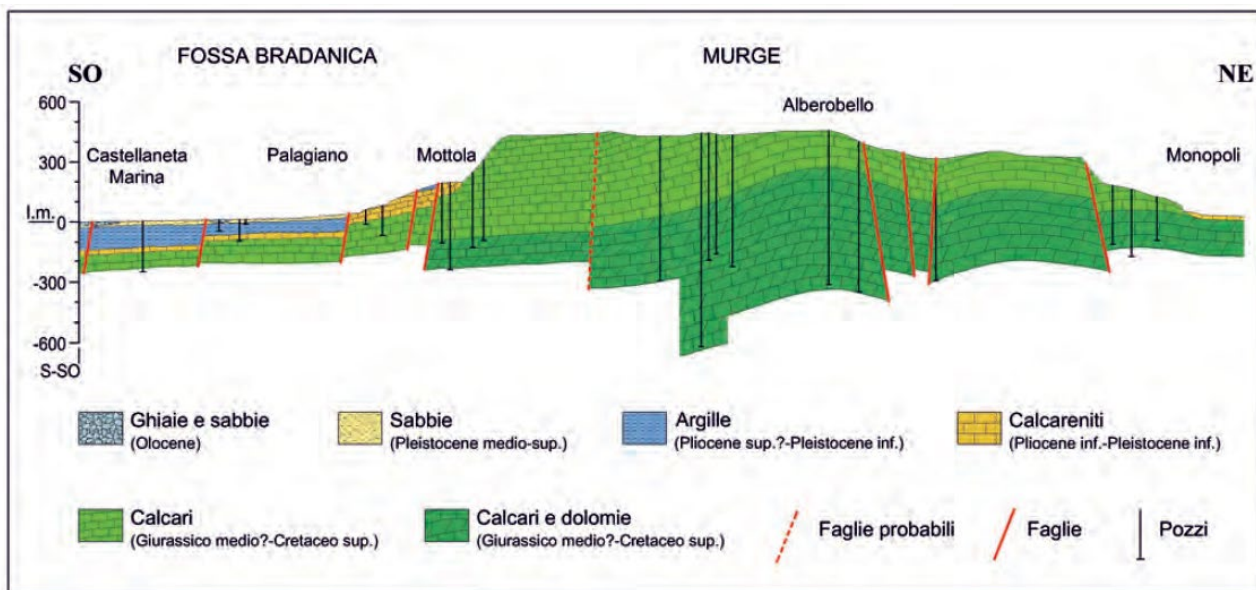


Fig. 15.2 - Sezione geologica schematica della Murgia.
- Schematic geological section of Murgia.

Figura 36: sezione geologica schematica della Murgia, comprensiva dell'area di Monopoli

Calcareniti

Prospezioni con sondaggi meccanici eseguiti a breve distanza dall'area di progetto hanno evidenziato la presenza di una coltre di roccia calcarenitica dello spessore variabile da 1 a 3 metri. Si tratta di sedimenti marini diagenizzati del Quaternario costituiti da clasti a granulometria molto variabile e da rari livelli di fossili.

I bianchi calcarenitici presentano colore variabile dal giallo ocra all'avana chiaro, in superficie la formazione appare fortemente alterata. Sono generalmente di spessore costante, debolmente inclinati verso il mare e separati da superfici di strato indistinte.

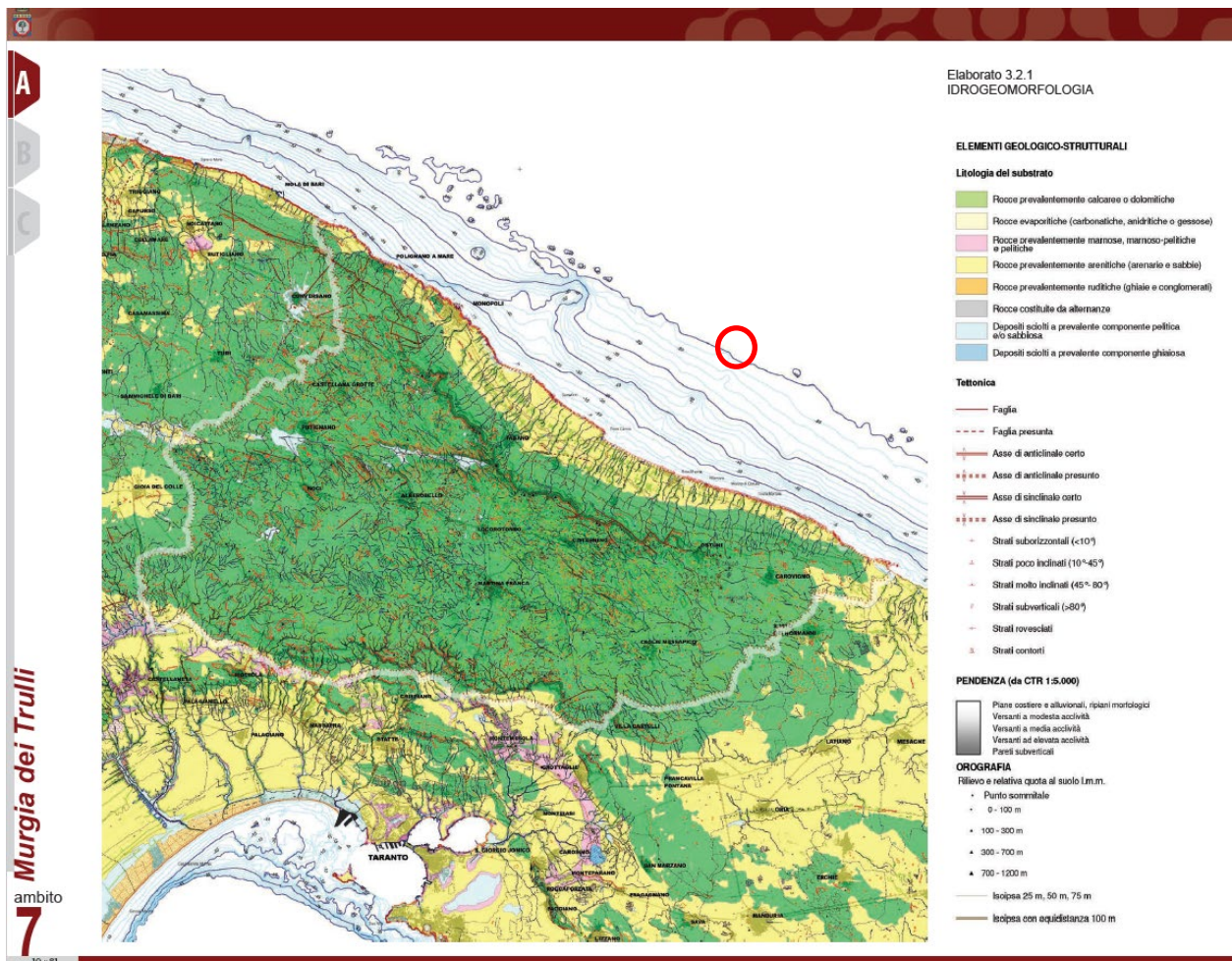
Le calcareniti presentano, a luoghi, aspetto massivo o stratificazione irregolare e poco accennata che delimita grosse bancate di spessore anche superiore al metro.

Nel complesso si tratta di rocce tenere e porose formatesi essenzialmente per accumulo e successiva cementazione di fossili e detriti calcarei.

²¹ ISPRA, AREA IDROGEOLOGICA DELLA MURGIA, 2017
http://www.isprambiente.gov.it/files2017/pubblicazioni/periodici-tecnici/memorie-descrittive-della-carta-geologica-ditalia/volume-92/memdes_92_2_15_area_idro_murgia.pdf

Calcari

Sotto la coltre calcarenitica, è presente l'unità stratigrafica dei "Calcari di Bari", riferibile al Cenomaniano-Turoniano, costituita da una successione di strati di roccia calcarea fessurata e in vario modo carsificata, ma compatta e tenace alla scala del campione. Si tratta di calcari a grana fina, talora microcristallini, di colore bianco-avana e a luoghi grigiastro. Non di rado di rinvencono livelli fossiliferi del tipo Rudiste (Apricardia, Biradiolites). Gli strati hanno inclinazioni di norma inferiori a 10° e direzioni variabili; il loro spessore varia da pochi centimetri fino a 50-60 cm.



INQUADRAMENTO TETTONICO

La successione carbonatica del Cretaceo²² forma un'estesa struttura "a monoclinale", complicata da deformazioni di tipo plicativo e disgiuntivo, immersa a S-SW e si sviluppa con andamento parallelo alla costa.

²² Le informazioni riportate sono estratte dalla relazione geologica e geotecnica redatta dal dott. Mario Rotolo per conto della Ital Green Energy Srl per la realizzazione della centrale a oli vegetali BL2 del 2006.

Lungo gli affioramenti (fronti di cava o lungo le lame) è possibile osservare gli effetti della tettonica disgiuntiva rappresentati da numerose fratture e da qualche faglia con rigetto di modesta entità. I valori dell'inclinazione degli strati variano da 5 a 10°; inclinazioni maggiori si rinvengono in prossimità di faglie. I depositi plio-pleistocenici presentano una giacitura sub-orizzontale da cui si deduce che non sono stati interessati da sollecitazioni tettoniche intense, ma da un graduale sollevamento dell'area.

INQUADRAMENTO MORFOLOGICO

Dal punto di vista morfologico²³ il territorio di Monopoli mostra tipici esempi delle emergenze geomorfologiche dell'altopiano delle Murge sud-orientali originate dall'azione degli agenti atmosferici, responsabili dell'evoluzione geodinamica iniziata nel Pliocene superiore ed ancora in corso. Il territorio presenta un paesaggio carsico caratterizzato da forme anomale rispetto ai paesaggi fluviali; schematicamente è possibile suddividerlo in tre zone:

- un'estesa area con caratteristiche di altopiano con quote comprese tra 350 e 450 m s.l.m.;
- una zona costiera, di estensione più limitata, che parte da 130 m s.l.m. e degrada, dolcemente, verso il mare con salti di pendenza in corrispondenza di modeste scarpate che delimitano i terrazzi di abrasione marina impostati sui depositi calcarenitici;
- la terza zona, compresa tra le due aree appena descritte, corrisponde alla ripida scarpata di faglia, disposta sub-parallelamente alla costa ed estesa da Conversano ad Ostuni.

Morfologicamente²⁴ l'area è caratterizzata da vasti ripiani leggermente inclinati e raccordati da modeste scarpate via via decrescenti verso il mare.

Gli elementi morfologici minori (rilievi e depressioni) spesso sono da mettere in relazione a casi di coincidenza con strutture tettoniche tipo pieghe e piccoli graben. Tale paesaggio rappresenta i caratteri tipici di un "paesaggio carsico", con un reticolo idrografico superficiale pressoché inesistente ed una circolazione idrica sotterranea molto sviluppata per la presenza di numerose fratture e cavità che determinano la grande permeabilità della roccia calcarea e permettono alle acque di pioggia di raggiungere ed alimentare la falda idrica sotterranea dopo un breve percorso superficiale.

²³ Le informazioni riportate sono estratte dal Manuale Operativo della Protezione Civile per il comune di Monopoli (2016) <http://infoalert365-monopoli.sf1.3plab.it/piano-di-emergenza/>

²⁴ Le informazioni riportate sono estratte dalla relazione geologica e geotecnica redatta dal dott. Rotolo Mario per conto della Ital Green Energy Srl per la realizzazione della centrale a oli vegetali BL2 del 2006.

L'acqua meteorica solitamente si raccoglie sul fondo di depressioni carsiche (bacini endoreici) o in caso di abbondanti precipitazioni, per brevi periodi, scorre in superficie convogliata in solchi erosivi di origine tettonica-carsica ("lame") che attraversano l'area indagata in direzione S-N.

Nella parte più elevata del territorio²⁵, tra le contrade Gorgofreddo ed Impalata e tra Monopoli e Alberobello, la superficie è caratterizzata da numerose depressioni (doline), dove si raccolgono le acque meteoriche convogliate in essi da modesti impluvi naturali.

La morfologia di questa zona è caratterizzata da un susseguirsi di dossi e di depressioni di origine carsica aventi svariate dimensioni e forme. Nella fascia costiera a valle della scarpata murgiana gli elementi morfologici predominanti sono rappresentati da cinque ordini di terrazzi marini (pianori) degradanti verso mare e da numerosi solchi erosivi (lame).

Il tratto di costa di Monopoli si estende per circa 13 Km e può essere schematicamente suddiviso in due unità fisiografiche aventi caratteri morfologici e sedimentari differenti:

- 1) una ripida falesia molto frastagliata incisa nelle calcareniti ed alta alcuni metri, nel tratto compreso tra la località Torre Incine ed Il Capitolo;
- 2) una spiaggia sabbiosa lunga circa 3 Km e larga al massimo 20 m, presente a sud della località Il Capitolo, a tratti, delimitata verso l'entroterra da un gradino di erosione alto meno di un metro. In alcuni tratti di costa, soprattutto tra Cala Corvino e Cala Camicia, si osserva una maggiore erosione marina che ha provocato il progressivo arretramento associato a fenomeni di crollo lungo la scogliera ed in corrispondenza delle numerose grotte carsiche, in alcune delle quali sono state rinvenute tracce di importanti insediamenti protostorici e giacimenti fossiliferi di notevole valore scientifico. Il tratto di litorale corrispondente alla costa alta va considerato a tutti gli effetti area instabile e potenzialmente soggetta a rischio crollo.

Nel territorio comunale si registra la presenza di numerose cave, attive ed inattive, alcune delle quali anche di carattere storico. Alcune delle cave inattive si prestano a nuovi utilizzi (notizie estratte dalla relazione VAS allegata al PUG).

²⁵ Le informazioni riportate sono estratte dal Manuale Operativo della Protezione Civile per il comune di Monopoli (2016) <http://infoalert365-monopoli.sf1.3plab.it/piano-di-emergenza/>

LAME

Dal punto di vista morfologico²⁶ il territorio di Monopoli può essere schematicamente suddiviso in tre zone: un'estesa area con caratteristiche di altopiano con quote comprese tra 350 e 450 m s.l.m., una zona costiera, di estensione più limitata, che parte da 130 m s.l.m. e degrada, dolcemente, verso il mare con salti di pendenza in corrispondenza di modeste scarpate che delimitano i terrazzi di abrasione marina impostati sui depositi calcarenitici ed una terza zona, compresa tra le prime due, corrispondente alla ripida scarpata di faglia, disposta subparallelamente alla costa ed estesa da Conversano ad Ostuni. La prima zona, l'altopiano compreso nell'area della Murgia, costituisce un grande bacino endoerico in cui sono presenti pochi impluvi naturali, privi di un collettore principale, che terminano in doline, depressioni del terreno sul cui fondo, spesso, vi sono inghiottitoi, in cui si riversano le acque piovane che alimentano la falda idrica profonda. La piana costiera è attraversata da due serie di incisioni, che sostituiscono l'antico reticolo idrografico, disposte a breve distanza dalla costa ed ubicate su due superfici poste a quote, rispettivamente, di 40 metri e di 80 metri sul livello del mare. Nella pianura sono stati individuati sette bacini principali e molti bacini più piccoli. Le superfici di tali bacini sono comprese tra i 2,7 Km² e i 26 Km², ed appaiono abbastanza vasti rispetto alle caratteristiche del reticolo idrico esistente nel comprensorio di Monopoli. Negli ultimi decenni il reticolo idrografico è stato sottoposto a continue modificazioni, quasi sempre non autorizzate, che hanno stravolto l'assetto e compromesso le sue funzioni di collettamento e deflusso a mare delle acque dilavanti.

Gli alvei delle lame e dei torrenti risultano spesso interrati, ricolmi di erbacce e sterpaglie, ma anche di rifiuti, trasportati dalle acque in occasione degli eventi meteorici. Il trasporto solido può facilmente ostruire le luci dei tombini stradali, creando sbarramenti e deviazione della corrente idrica con inevitabili inondazioni delle aree limitrofe ed a valle della strozzatura. Spesso gli straripamenti che, periodicamente, colpiscono vaste aree del territorio ed alcuni quartieri della città, anche in occasione di eventi piovosi non particolarmente intensi, sono dovuti agli effetti di interventi eseguiti sugli alvei che hanno modificato o addirittura interrotto il deflusso idrico.

5.1.3 Acque

Inquadramento idrologico

Il territorio pugliese, principalmente laddove affiorano successioni carbonatiche cretacee, presenta una circolazione idrica sotterranea significativamente influenzata dai processi carsici (Zezza, 1975;

²⁶ Le informazioni riportate sono estratte dallo Schema Operativo idrogeomorfologia della Protezione Civile per il comune di Monopoli (2016) <http://infoalert365-monopoli.sf1.3plab.it/piano-di-emergenza/>

Cotecchia, 1977).

Le diversificazioni del carsismo in Puglia sono assai legate, ovviamente, alle condizioni tettoniche, come d'altronde riscontrato per la maggior parte delle grotte esplorate a scala mondiale (Palmer, 1991; Ford & Williams, 2007).

L'area di Monopoli-Polignano a Mare²⁷ è costituita da calcari mesozoici a diverso grado di fratturazione e carsismo sui quali insiste, lungo la fascia costiera, una copertura di calcareniti pleistoceniche trasgressive, con spessori che tendono ad aumentare verso il mare. La falda acquifera, che impegna i calcari mesozoici, defluisce verso il mare in condizioni ora freatiche ora confinate, a seconda del locale stato di fratturazione e carsismo dei banchi calcarei.

L'acquifero presenta in generale una permeabilità medio - bassa, caratterizzata da valori del coefficiente di permeabilità dell'ordine di 10^{-3} - 10^{-4} cm/s. La permeabilità tende ad aumentare con il distanziarsi dalla costa. Per quanto concerne la falda idrica e i rapporti intercorrenti con l'ammasso roccioso (acquifero), va evidenziato che il substrato carbonatico è caratterizzato da una permeabilità "per carsismo" o "in grande"²⁸.

Come si può osservare dal PTA non risultano nell'area corpi idrici superficiali.

L'area del comune di Monopoli è costituita da un grande bacino in cui sono presenti pochi e modesti impluvi naturali, dove le acque meteoriche vengono raccolte e trasportate separatamente in depressioni del terreno (doline) e in inghiottitoi, alimentando la falda idrica profonda.

La parte del bacino idrografico più prossima alla costa è, invece, attraversata da due incisioni principali, rispettivamente alle quote di 40 m e di 80 m, e costituiscono l'antico reticolo idrografico.

²⁷ ISPRA, AREA IDROGEOLOGICA DELLA MURGIA, 2017
http://www.isprambiente.gov.it/files2017/pubblicazioni/periodici-tecnici/memorie-descrittive-della-carta-geologica-ditalia/volume-92/memdes_92_2_15_area_idro_murgia.pdf.

²⁸ Le informazioni riportate sono estratte dalla relazione geologica e geotecnica redatta dal dott. Rotolo Mario per conto della Ital Green Energy Srl per la realizzazione della centrale a oli vegetali BL2 del 2006.

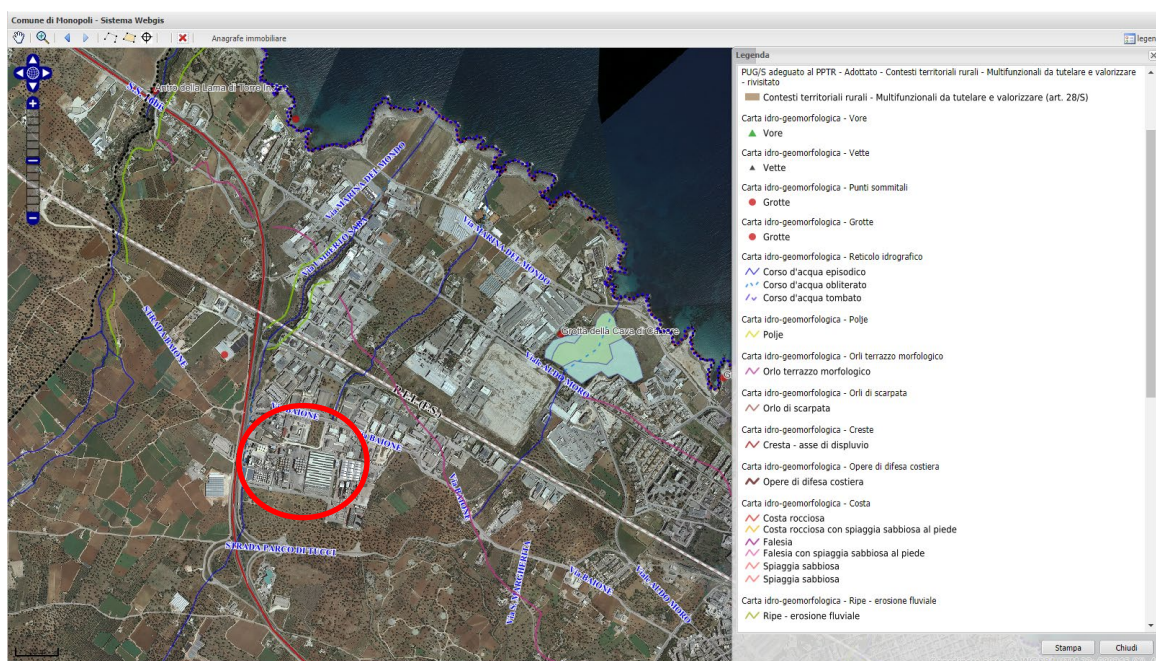


Figura 37: Carta idrogeomorfologica

<https://monopoli-geonav-ai.serviziattivi.it/geonav-ai/webgis/?local=monopoli>

Acque sotterranee

La circolazione idrica sotterranea, allorché influenzata dal carsismo, è caratterizzata, nella maggior parte dei casi, da condizioni di moto laminare, così come evidenziato dalle innumerevoli prove di permeabilità ed accertamenti in situ condotti sugli acquiferi cretacei regionali²⁹.

I deflussi idrici che interessano le fratture ed i condotti carsici in Puglia, che si esplicano in ragione di altezze piezometriche variabili da caso a caso e percorsi variegati e irregolari, sono nella maggior parte dei casi caratterizzati da modeste velocità di filtrazione. Queste ultime, a parità di cadente piezometrica, sono dipendenti essenzialmente dalla continuità delle fratture carsificate, dalle dimensioni e scabrezze, dalle sporadiche presenze di ostacoli di materiali residuali lungo il percorso, dai rapporti morfologici bizzarri esistenti tra i vuoti carsici, la fratturazione tettonica e i giunti di strato, che si intersecano fra loro determinando le vie entro cui si esplica la circolazione idrica sotterranea.

Condizioni di moto turbolente possono presentarsi, localmente, laddove vi è confluenza di deflussi concentrati di notevole rilevanza, in particolare in corrispondenza delle sorgenti costiere della regione Puglia (COTECCHIA, 1955-56).

In dette situazioni gioca un ruolo determinante l'intrusione marina continentale, che determina il galleggiamento delle falde idriche. In ragione delle oscillazioni periodiche ed aperiodiche del livello

²⁹ Cotecchia V., Le acque sotterranee e l'intrusione marina in Puglia: dalla ricerca all'emergenza nella salvaguardia della risorsa. Mem. Descr. Carta Geol. d'It. XCII (1) (2014), pp. 31-510, 382 figg., 25 tabb.

mare si ha infatti un continuo mutare della posizione dell'interfaccia acqua dolce – acqua di mare, che condiziona il miscelamento, quantitativamente significativo, tra le acque dolci di falda e quelle marine intruse nel continente.

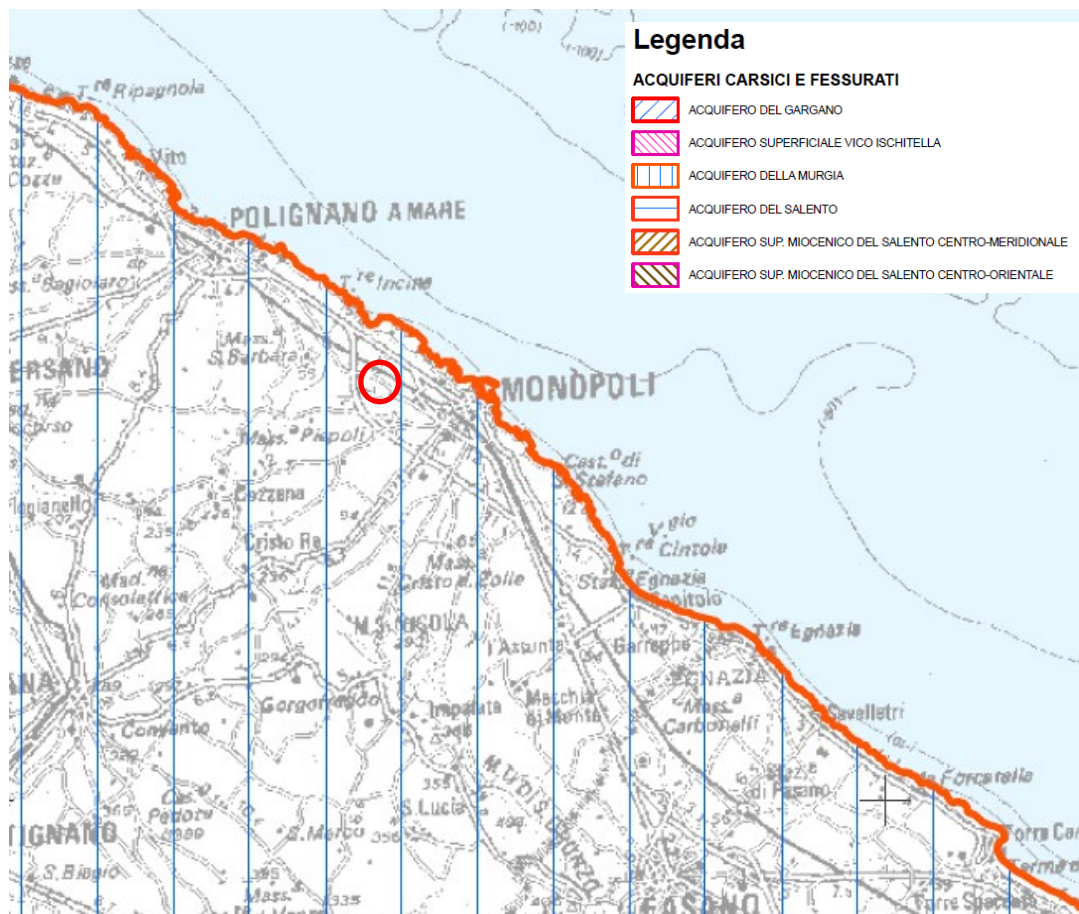


Figura 38: campi di esistenza dei corpi idrici sotterranei (PTA – TAV 060100A)

La distribuzione del coefficiente di permeabilità³⁰ calcolata per l'Area Idrogeologica della Murge evidenzia una variazione del coefficiente di permeabilità da valori significativamente elevati, dell'ordine del cm/s per alcune porzioni costiere del territorio (es. litorali di Barletta, Bari e a Sud di Monopoli), a valori molto bassi, dell'ordine di 10^{-5} cm/s nelle porzioni centrali dell'Alta Murge, ove l'acquifero è presente a diverse centinaia di metri sotto il livello del mare. Anche in prossimità della costa si rilevano valori piuttosto bassi del coefficiente di permeabilità, dell'ordine di 10^{-3} cm/s, come succede in prossimità degli abitati di Bisceglie e Giovinazzo, il che condiziona le modalità di efflusso della falda a mare.

³⁰ ISPRA, AREA IDROGEOLOGICA DELLA MURGE, 2017
http://www.isprambiente.gov.it/files2017/publicazioni/periodici-tecnici/memorie-descrittive-della-cartageologica-ditalia/volume-92/memdes_92_2_15_area_idro_murgia.pdf

La distribuzione delle quote piezometriche dell'acquifero carbonatico murgiano è sostanzialmente differente per le tre porzioni che lo compongono (Alta Murgia, Media Murgia e Bassa Murgia) ed è fortemente condizionata dalla distribuzione del coefficiente di permeabilità dell'acquifero. Partendo dall'area Nord, si riconosce una prima via preferenziale di drenaggio determinata dalla elevata permeabilità dei calcari lungo il litorale compreso tra Barletta e Trani, che determina un arretramento delle curve isopieziche a partire già da est di Andria, ed un deflusso non ortogonale alla costa, bensì diretto verso la città di Trani (COTECCHIA *et al.* 1957), sede di importanti sorgenti. Analoga situazione viene a determinarsi in prossimità della città di Bari e di Monopoli.

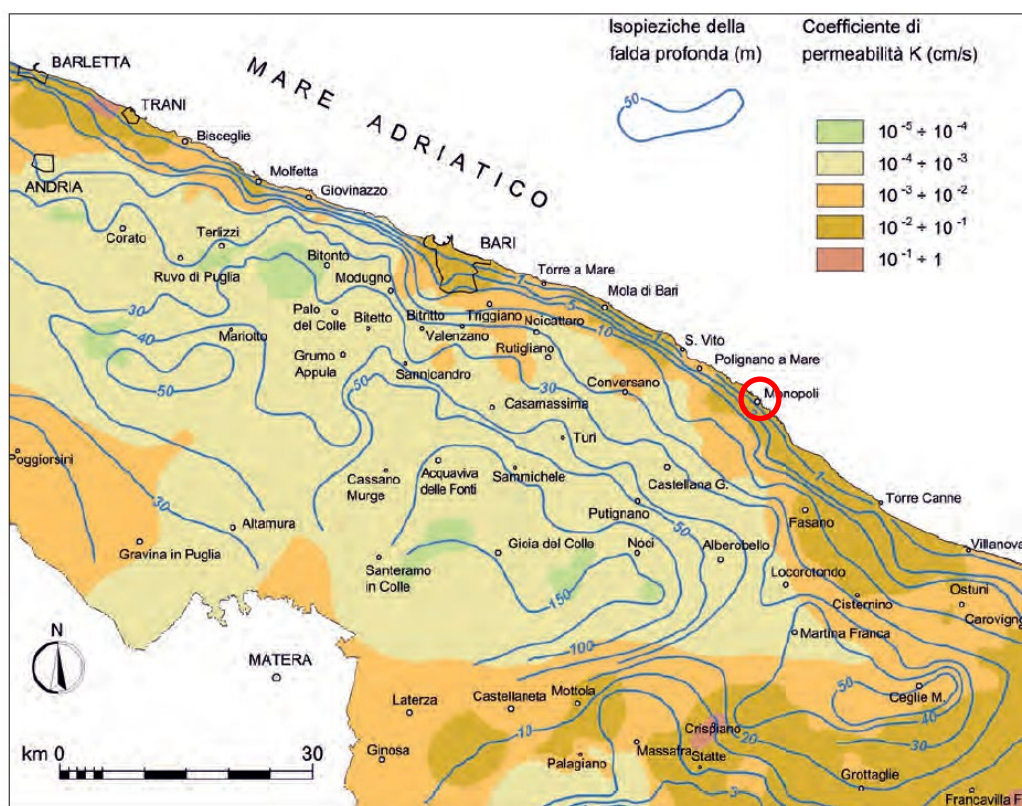


Figura 39: Isopieze e distribuzione del coeff. di permeabilità dell'acquifero carbonatico³¹

³¹ ISPRA, AREA IDROGEOLOGICA DELLA MURGIA, 2017
http://www.isprambiente.gov.it/files2017/publicazioni/periodici-tecnici/memorie-descrittive-della-carta-geologica-ditalia/volume-92/memdes_92_2_15_area_idro_murgia.pdf

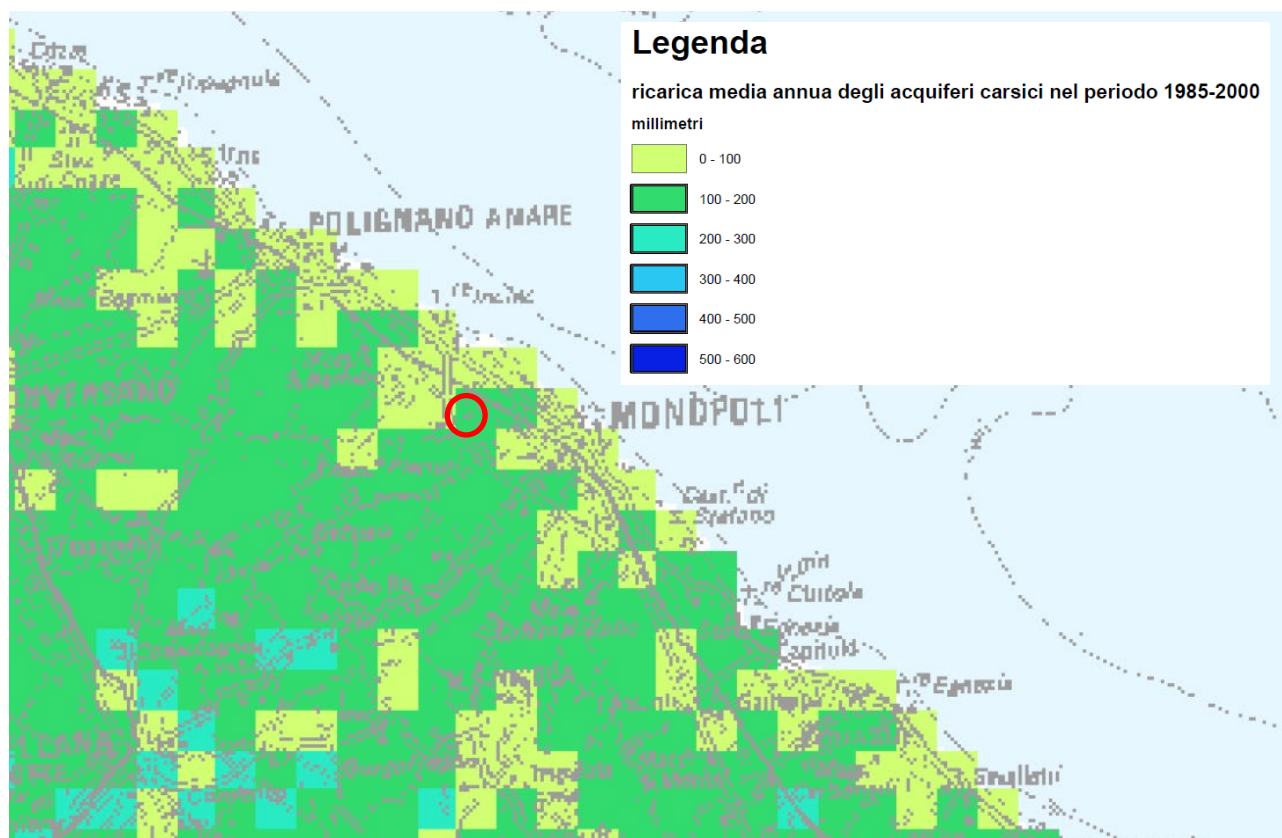


Figura 40: distribuzione della ricarica media annua (PTA – TAV 070200)

L'efflusso a mare della falda si esplica attraverso sorgenti sub aeree o sottomarine. Sorgenti salmastre vengono spesso a giorno dai giunti di stratificazione e dalle fessure presenti nei calcari, e sono note localmente con il nome di Acque di Cristo (GRASSI, 1973). Solo di rado si osservano sorgenti caratterizzate da portate significativamente maggiori, come accade nel tratto di litorale compreso tra Monopoli ed Ostuni, ove sono ubicate le note sorgenti di Torre Canne.

Il deflusso³² avviene con cadenti piezometriche dell'ordine di qualche unità per mille (1.3‰) e quote piezometriche che assumono valore pari a 30 e 5 m s.l.m., circa per distanze dalla linea di costa pari rispettivamente a 10 e 5 km, circa. Le modalità di deflusso evidenziano la presenza di spartiacque idrogeologici e di importanti zone di drenaggio, grossomodo orientate perpendicolarmente alla linea di costa, in corrispondenza delle quali si collocano proprio i pozzi dell'AQP.

³² ISPRA, AREA IDROGEOLOGICA DELLA MURGIA, 2017
http://www.isprambiente.gov.it/files2017/pubblicazioni/periodici-tecnici/memorie-descrittive-della-carta-geologica-ditalia/volume-92/memdes_92_2_15_area_idro_murgia.pdf

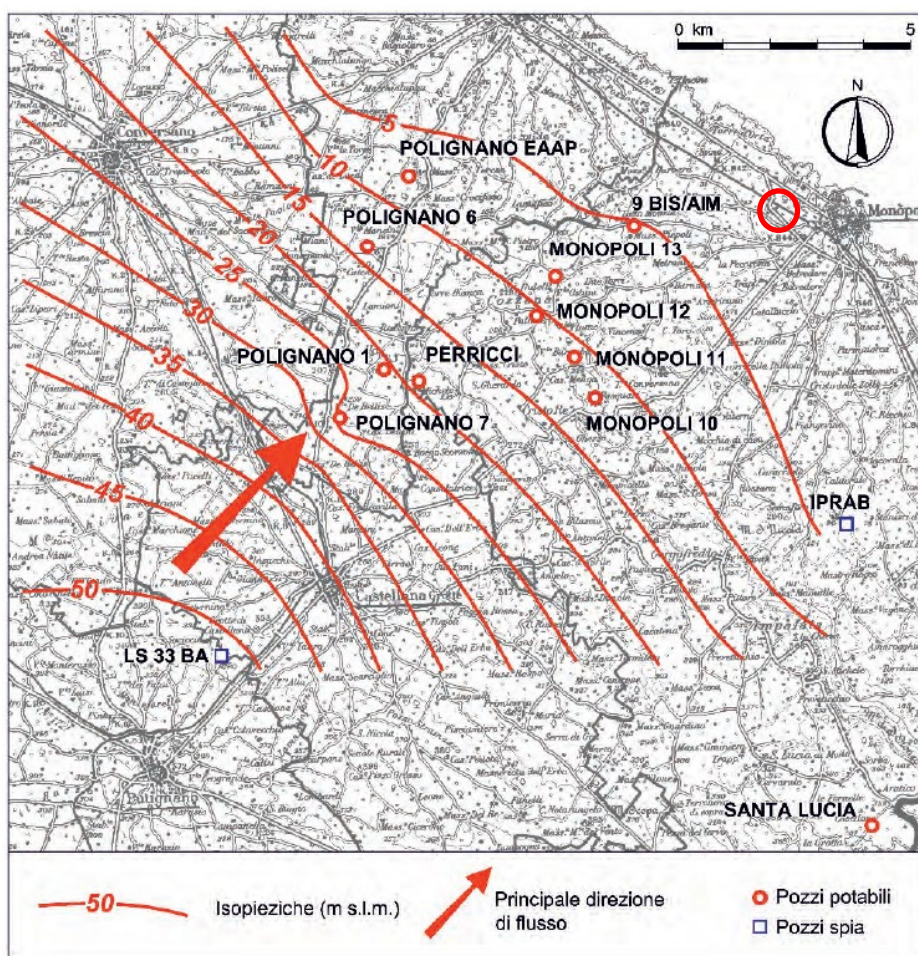


Figura 41: Isopieze (1997) e indicazione dei pozzi AQP e dei pozzi spia in Monopoli³³

Il pozzo spia PS36BA (fuori mappa rispetto alla figura precedente), ubicato in località "Mass. Montenetto S.", agro di Monopoli, si spinge sino ad una quota pari a circa -365 m s.l.m., ed ha intercettato l'acquifero a circa -265 m s.l.m, con quota piezometrica pari a 7,2 m s.l.m. La falda è risultata in pressione.

33

ISPRA, AREA IDROGEOLOGICA DELLA MURGIA, 2017
http://www.isprambiente.gov.it/files2017/pubblicazioni/periodici-tecnici/memorie-descrittive-della-carta-geologica-ditalia/volume-92/memdes_92_2_15_area_idro_murgia.pdf

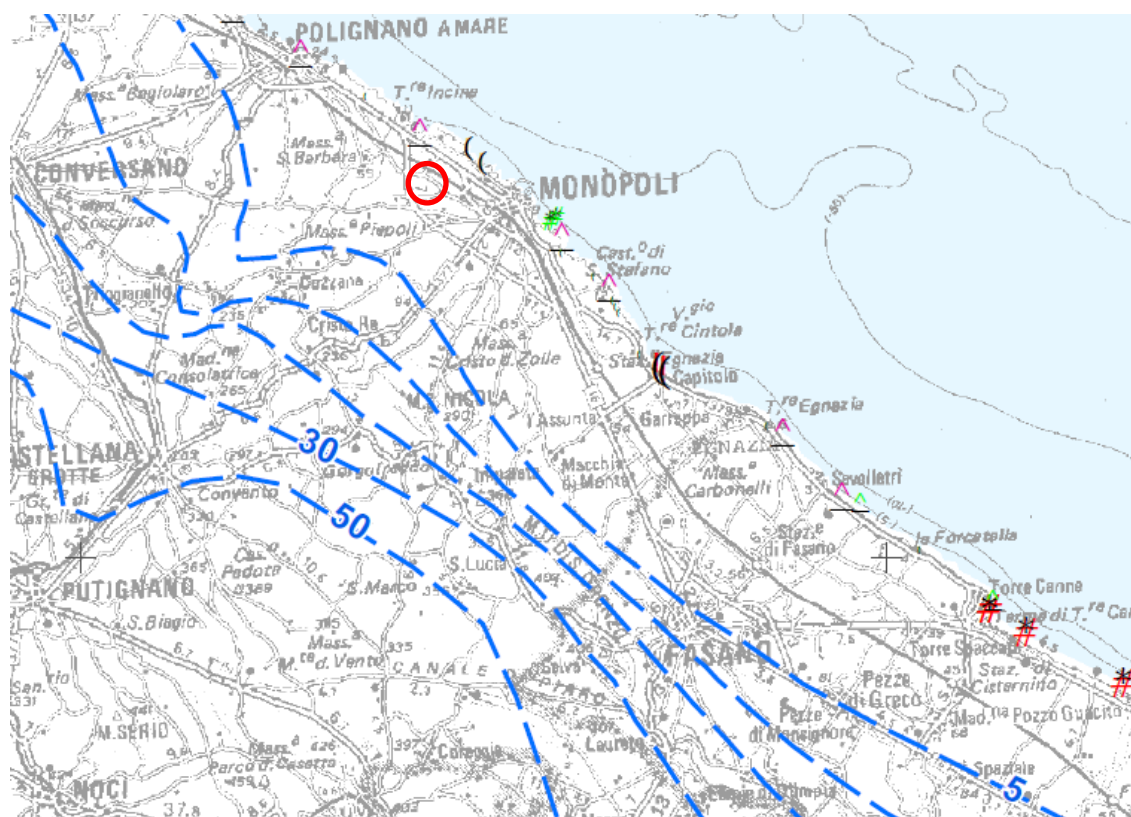


Figura 42: distribuzione media dei carichi piezometrici (PTA Puglia)

Stato attuale

Al fine di meglio indagare i rapporti esistenti tra le caratteristiche idrogeologiche locali e quelle qualitative dell'acqua di falda, è stata eseguita un'analisi più dettagliata del chimismo di queste ultime partendo dai risultati di analisi chimiche eseguite in diverse epoche storiche e mirate alla determinazione degli ioni principali.³⁴

L'analisi ha consentito di individuare alcune aree come più significative per la interpretazione del chimismo delle acque di falda, in particolare:

- Area di Barletta - Andria - Trani.
- Area di Bari - Bitritto - Bitetto - Modugno - Altamura.
- Area di Monopoli - Polignano a Mare – Conversano - Castellana Grotte.

Per quanto riguarda l'Area di Monopoli - Polignano a Mare – Conversano - Castellana Grotte, le acque di falda risultano fortemente interessate da fenomeni di mescolamento con acqua di mare per una

³⁴ ISPRA, AREA IDROGEOLOGICA DELLA MURGIA, 2017
http://www.isprambiente.gov.it/files2017/pubblicazioni/periodici-tecnici/memorie-descrittive-della-carta-geologica-ditalia/volume-92/memdes_92_2_15_area_idro_murgia.pdf

fascia costiera di larghezza pari a circa 7 km. La fascia costiera, sede dei pozzi M201, M295, M289 e 823EIARI, presenta tuttavia una certa disomogeneità nella distribuzione della concentrazione salina, determinata fondamentalmente dal variare della quota piezometrica. Procedendo dalla zona costiera di Polignano a Mare sino al litorale Sud di Monopoli si osserva infatti un incremento della quota piezometrica da circa 0,5 m s.l.m. (pozzo M201) a circa 7 m s.l.m. (823 EIARI), a causa delle variazioni del coefficiente di permeabilità.

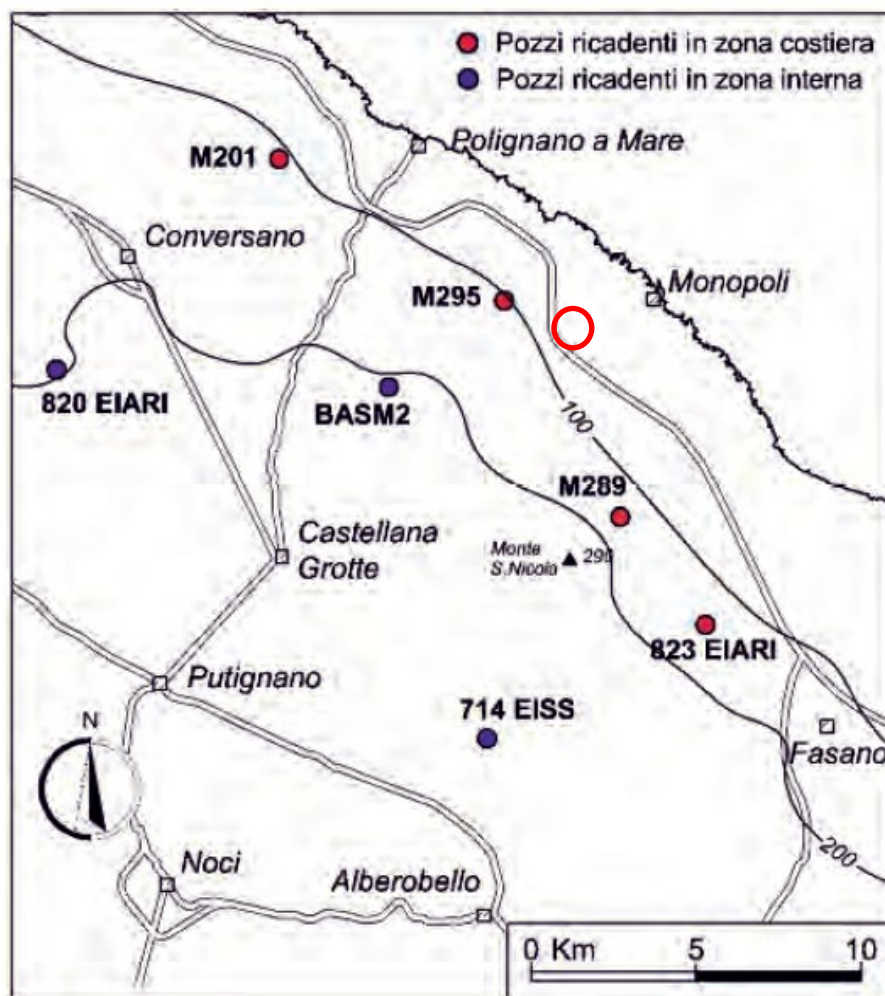


Figura 43: con ubicazione dei pozzi esaminati nell'analisi del chimismo delle acque³⁵

Si riportano di seguito i principali parametri monitorati nel pozzo M295 più vicino all'area di progetto, in particolare posizionato a monte idrogeologico dell'area del Gruppo Marseglia.

³⁵ ISPRA, AREA IDROGEOLOGICA DELLA MURGIA, 2017
http://www.isprambiente.gov.it/files2017/pubblicazioni/periodici-tecnici/memorie-descrittive-della-carta-geologica-ditalia/volume-92/memdes_92_2_15_area_idro_murgia.pdf

Tabella 23: parametri chimico-fisici-idrogeologici del pozzo M295³⁶

POZZO	M295			
Quota livello statico (m l.m.m.)	6.37			
Permeabilità (m/s)	1.19E-02			
Penetrazione	11.07%			
Data di campionamento	dic-68	ago-97	gen-08	gen-09
Tipo di campionamento	D	S	S	S
Quota di campionamento (m l.m.m.)	-	-6.83	-11.83	-11.83
TDS (mg/l)	1247.00	2062.00	2775.39	1349.17
Nitriti (mg/l)	-	<0.1	<0,05	<0,05
Nitrati (mg/l)	-	72.9	46.7	77.1

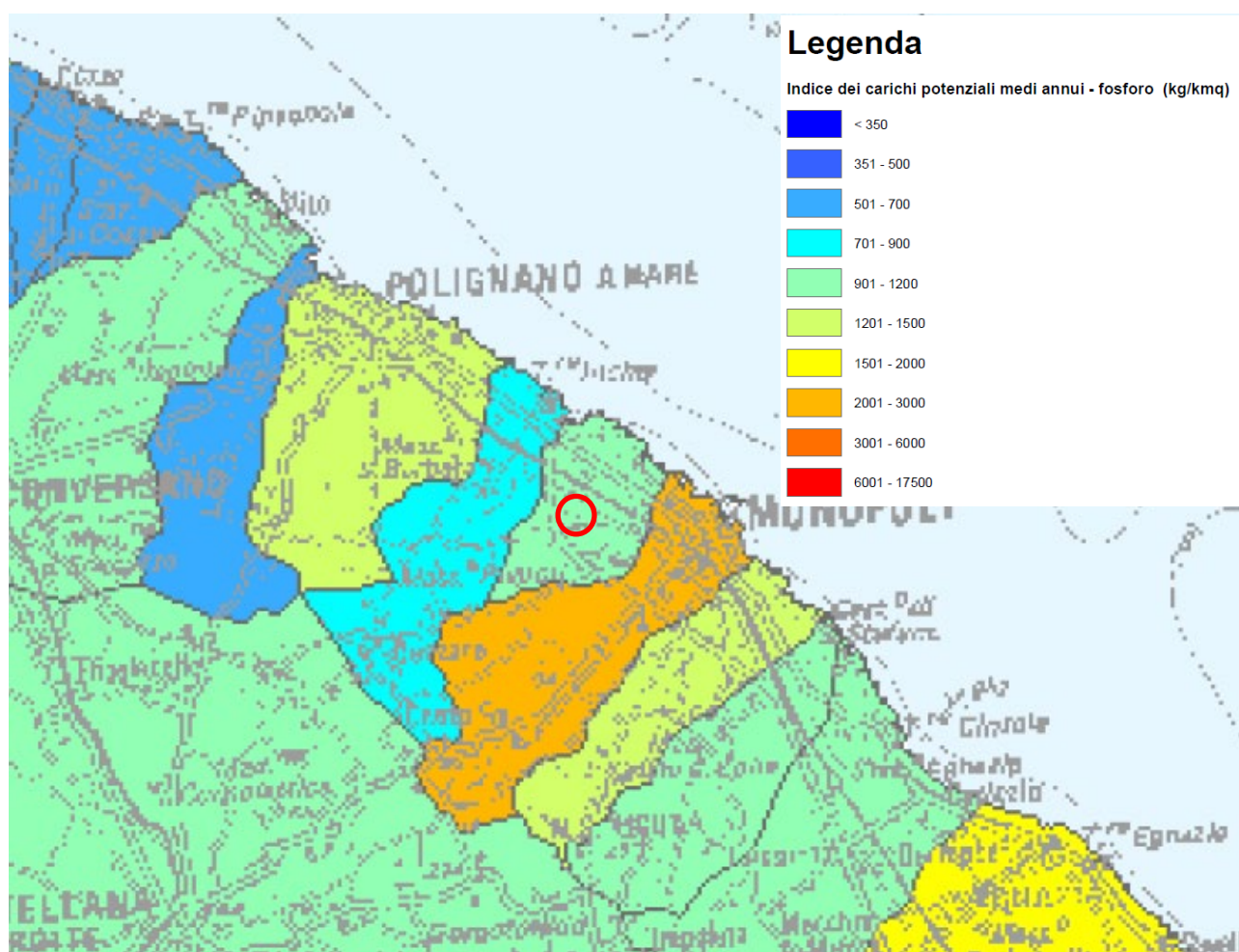


Figura 44: stima dei carichi di fosforo nei bacini idrografici (PTA – TAV 040303)

36

ISPRA, AREA IDROGEOLOGICA DELLA MURGIA, 2017
http://www.isprambiente.gov.it/files2017/pubblicazioni/periodici-tecnici/memorie-descrittive-della-carta-geologica-ditalia/volume-92/memdes_92_2_15_area_idro_murgia.pdf

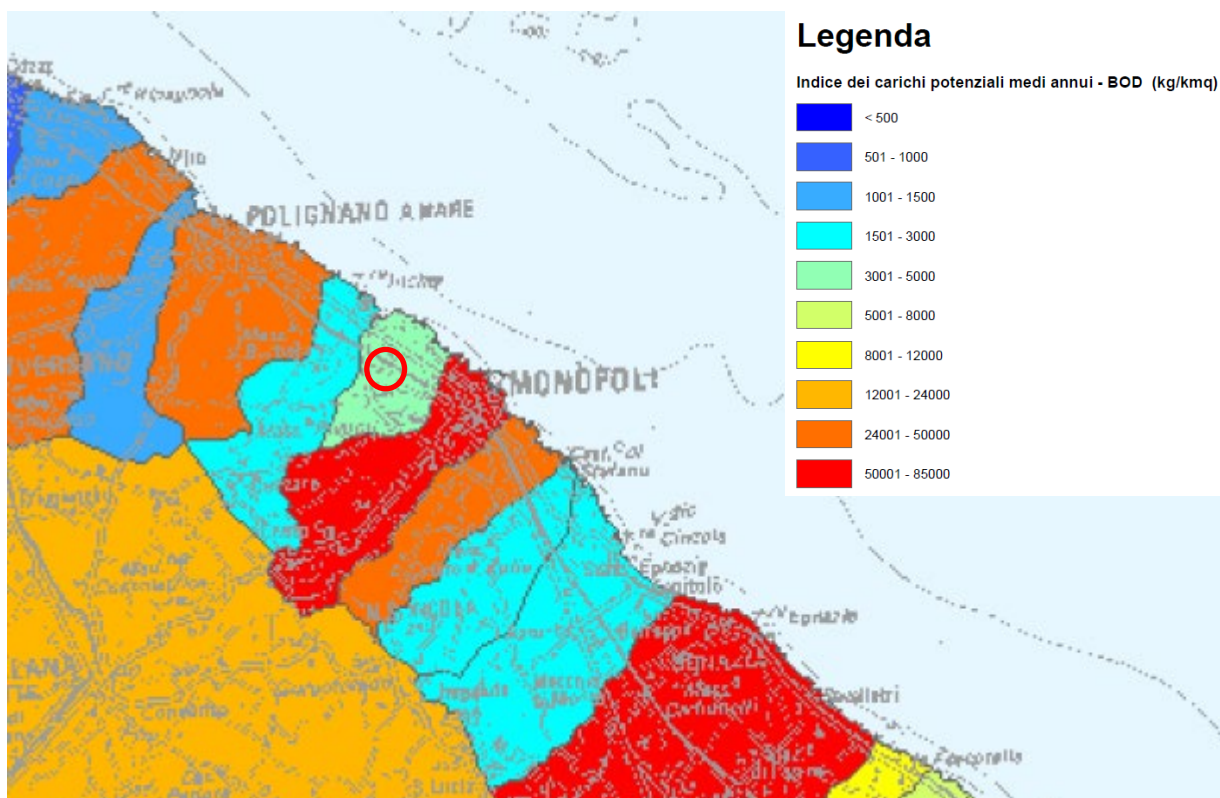


Figura 45: stima dei carichi di BOD nei bacini idrografici (PTA – TAV 040301)

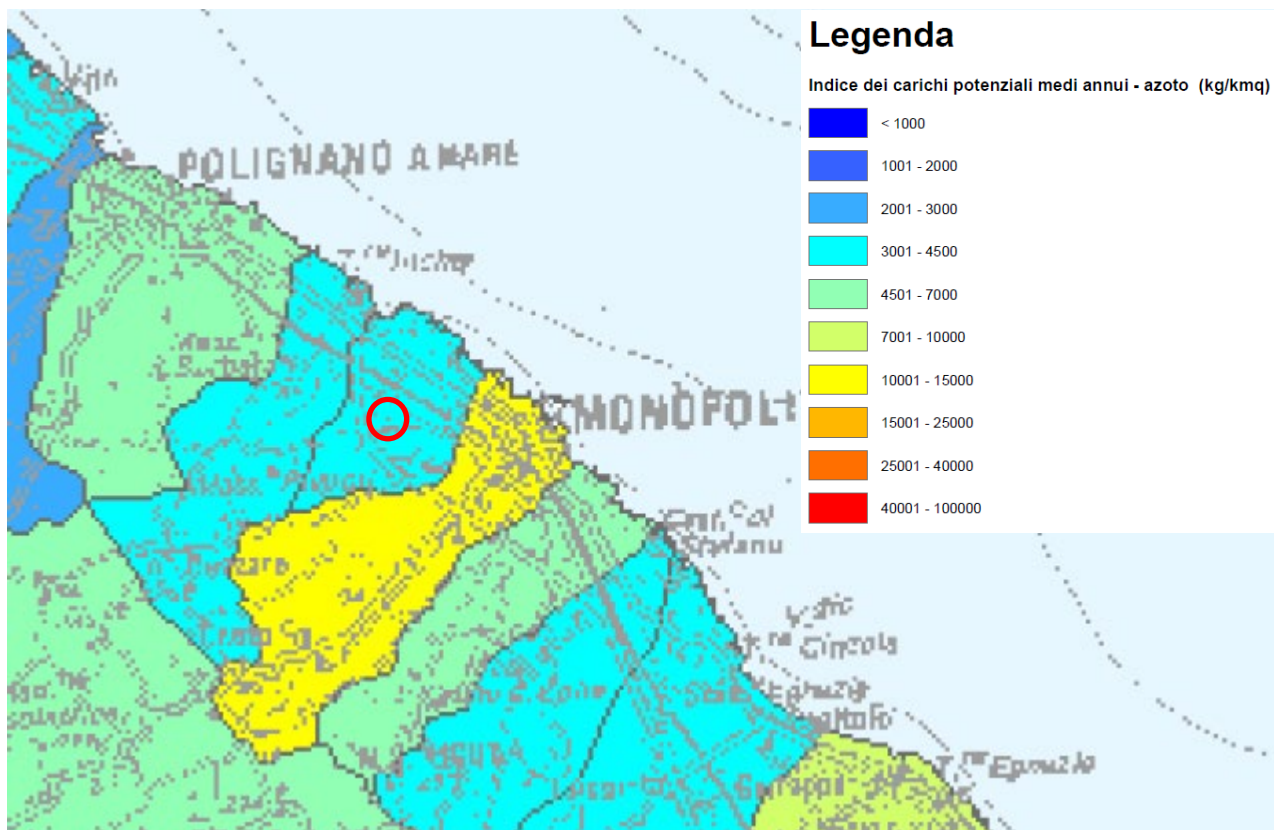


Figura 46: stima dei carichi di azoto nei bacini idrografici (PTA – TAV 040302)

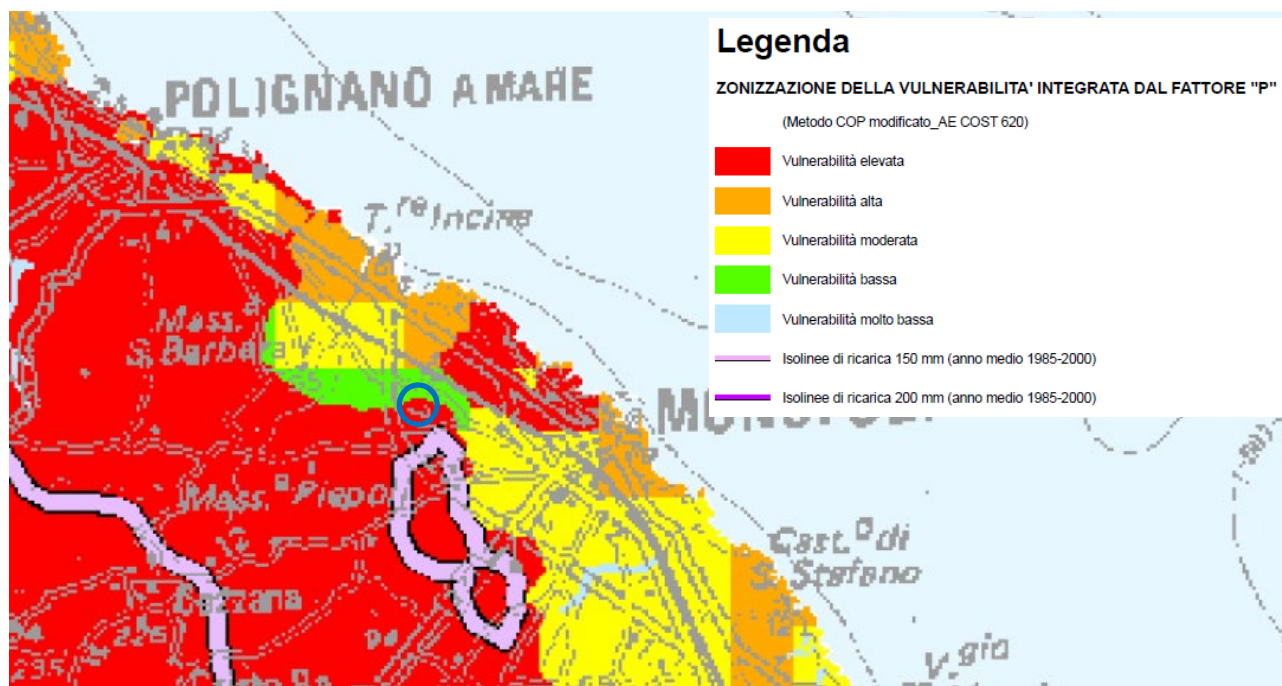


Figura 47: vulnerabilità degli acquiferi carsici con fattore "p" (PTA – TAV 080400)

Nell'ambito degli studi condotti dal Politecnico di Bari (D.I.A. - I.G.A.G) nel 1997, i distretti estrattivi dell'AQP di Monopoli – Polignano a Mare e Casamassima – Valenzano sono stati individuati quali aree pilota per la definizione di metodologie atte a delimitare le aree di salvaguardia dei pozzi potabili penetranti nell'acquifero murgiano, dato che detti distretti presentano problematiche rappresentative per la Regione.

Nell'area pilota di Monopoli – Polignano a Mare l'acquifero murgiano è complessivamente poco permeabile, eterogeneo ed esposto all'intrusione marina. Quest'ultima circostanza è da imputare alla vicinanza alla costa ed alle ridotte quote piezometriche che caratterizzano la circolazione idrica sotterranea. La ridotta permeabilità dell'acquifero comporta la necessità di adottare elevate depressioni idrodinamiche nei pozzi, per cui, in presenza di acqua di mare alla base della falda di acqua dolce, aumenta il rischio di contaminazione delle acque di falda.

L'inquinamento delle acque di falda connesso all'emungimento avviene sia dal basso, attraverso la formazione del cono di intrusione marina, sia lateralmente, a causa della vicinanza dei pozzi alla costa.

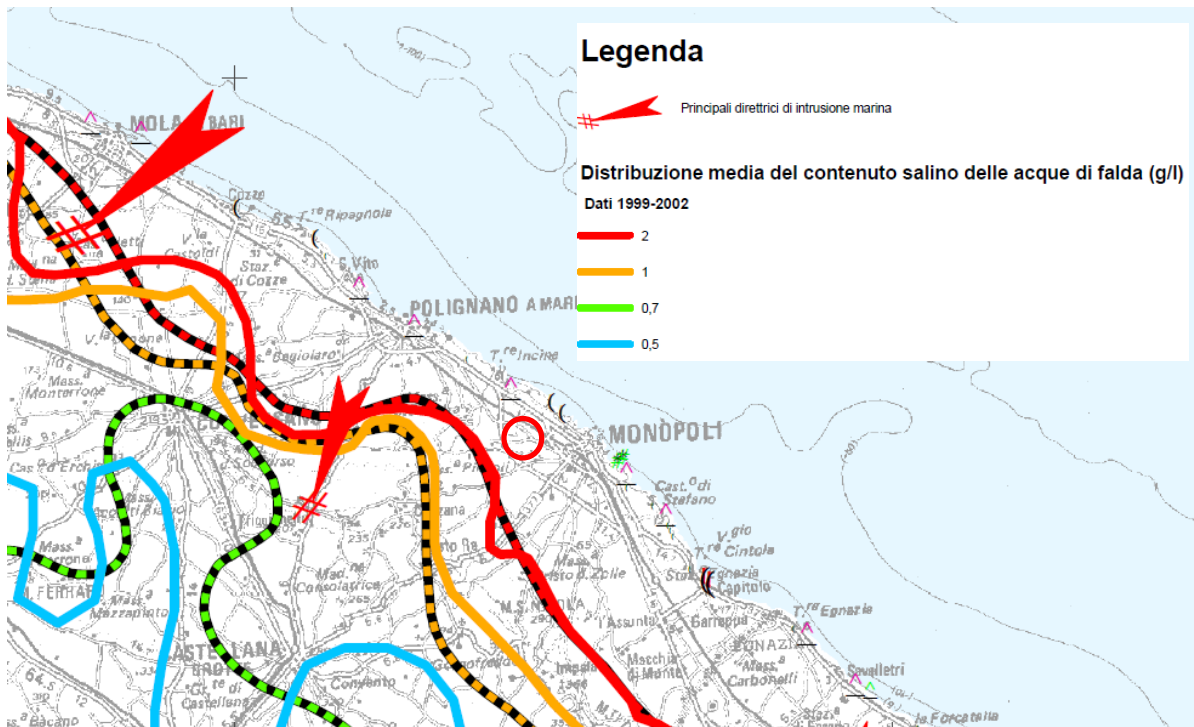


Figura 48: contenuto salino degli acquiferi carsici della murgia (PTA – TAV 090101)

In tale contesto si ha quindi che la delimitazione delle zone di rispetto dei pozzi potabili, quale strumento per la protezione della qualità delle acque, risulta subordinata a una revisione degli attingimenti in atto, in termini di numero, portata estratta e caratteristiche geometrico-costruttive delle opere di captazione.

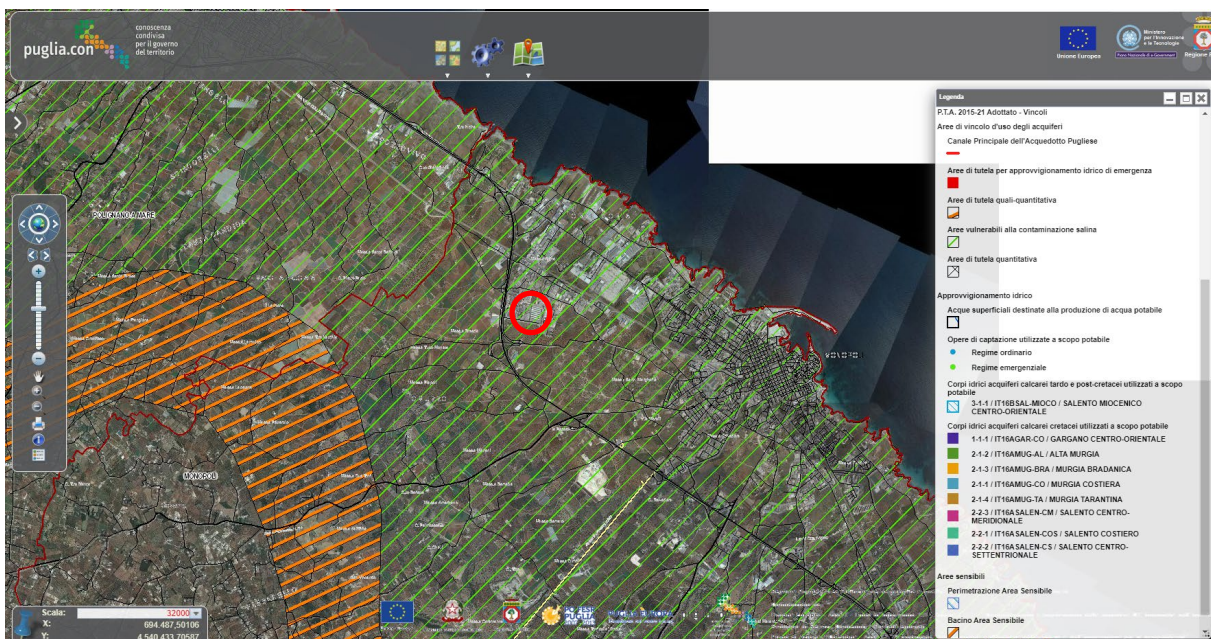


Figura 49: aree vulnerabili alla contaminazione salina (PTA Puglia)

In conclusione, la falda idrica sotterranea nell'area del Gruppo Marseglia è fortemente interessata da fenomeni di intrusione marina che hanno in buona parte compromesso la qualità delle acque sotterranee che presentano un contenuto salino, in alcune zone, prossimo a quello delle acque marine.

5.1.4 Biodiversità

L'ambito della Murgia dei Trulli,³⁷ da un punto di vista geografico, si presenta come un esteso altopiano calcareo compreso tra la Terra di Bari, l'Arco Jonico tarantino, il Salento e il Mare Adriatico. Il comprensorio costiero dell'ambito coincide interamente con la Figura territoriale della Piana degli Ulivi secolari, che a seguito di un netto cambiamento di quota digrada verso il mare dolcemente assumendo un paesaggio nettamente differente rispetto all'altopiano sovrastante. I cambiamenti di quota determinano le principali variazioni nell'assetto ambientale, con a quote maggiori i boschi di fragno e i prati-pascolo, mentre lungo la costa gli uliveti, per la gran parte a carattere monumentale. La naturalità occupa circa il 19% dell'intera superficie dell'ambito, ed appare concentrata soprattutto nelle aree di altopiano più interne corrispondenti alle figure territoriali della Valle d'Itria e dei Boschi di Fragno.

Lungo la costa, ad eccezione dell'imponente gradino murgiano, gli elementi di naturalità sono fortemente ridotti a scapito dell'agricoltura e dell'urbanizzazione. Nella Piana litoranea le estese formazioni di ulivi secolari assumono un ruolo succedaneo ai boschi, in quanto le caratteristiche strutturali delle piante, il sesto d'impianto irregolare, la presenza di suoli non arati in profondità, ecc. determinano la formazione di veri e propri boschi di ulivo, di rilevante valore ecologico e paesaggistico.

Ampie porzioni territoriali rientrano nelle Rete Ecologica Regionale quali nodi primari da cui si originano le principali connessioni ecologiche con le residue aree naturali della costa rappresentate per lo più da piccole aree umide.

Il Sistema di Conservazione della Natura dell'ambito interessa il 31% circa della superficie dell'ambito e si compone del Parco Naturale Regionale Terra delle Gravine, del Parco Naturale Regionale costa da Torre Canne a Torre S. Leonardo, di alcune Riserve Naturali regionali e di cinque Siti di Importanza Comunitaria (SIC).

Tali aree comunque non interessano l'area di progetto.

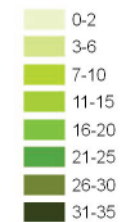
³⁷ Elaborato 5.7 - Ambito 7/Murgia dei Trulli - PPTR Regione Puglia 2015

La figura territoriale della Piana degli Ulivi secolari ospita la maggior concentrazione di ulivi secolari e/o monumentali di tutta la Puglia. Come in precedenza accennato, la struttura vegetazionale e la conduzione agricola di questi uliveti fa sì che di fatto si possano considerare alla stessa stregua di vere e proprie formazioni boschive. La ricchezza strutturale di una pianta secolare di ulivo la rende un vero e proprio micro-ecosistema in grado di ospitare una elevata biodiversità.

A confine tra la fascia costiera e gli altopiani interni (valle d'Itria) si osserva un imponente gradino morfologico che rappresenta uno degli elementi che più caratterizza questo tratto di costa pugliese. L'intero versante della scarpata presenta pendenze tali che hanno impedito la messa a coltura dei terreni preservando un'estesa formazione a macchia mediterranea che corre, parallela alla costa, per oltre 30 km da Monopoli ad Ostuni.

Elaborato 3.2.2.2
RICCHEZZA SPECIE DI FAUNARicchezza specie di Interesse
Conservazionistico incluse in
Dir. 79/409 e 92/43 e nella
Lista Rossa dei Vertebrati

N° specie per foglio IGM 25K

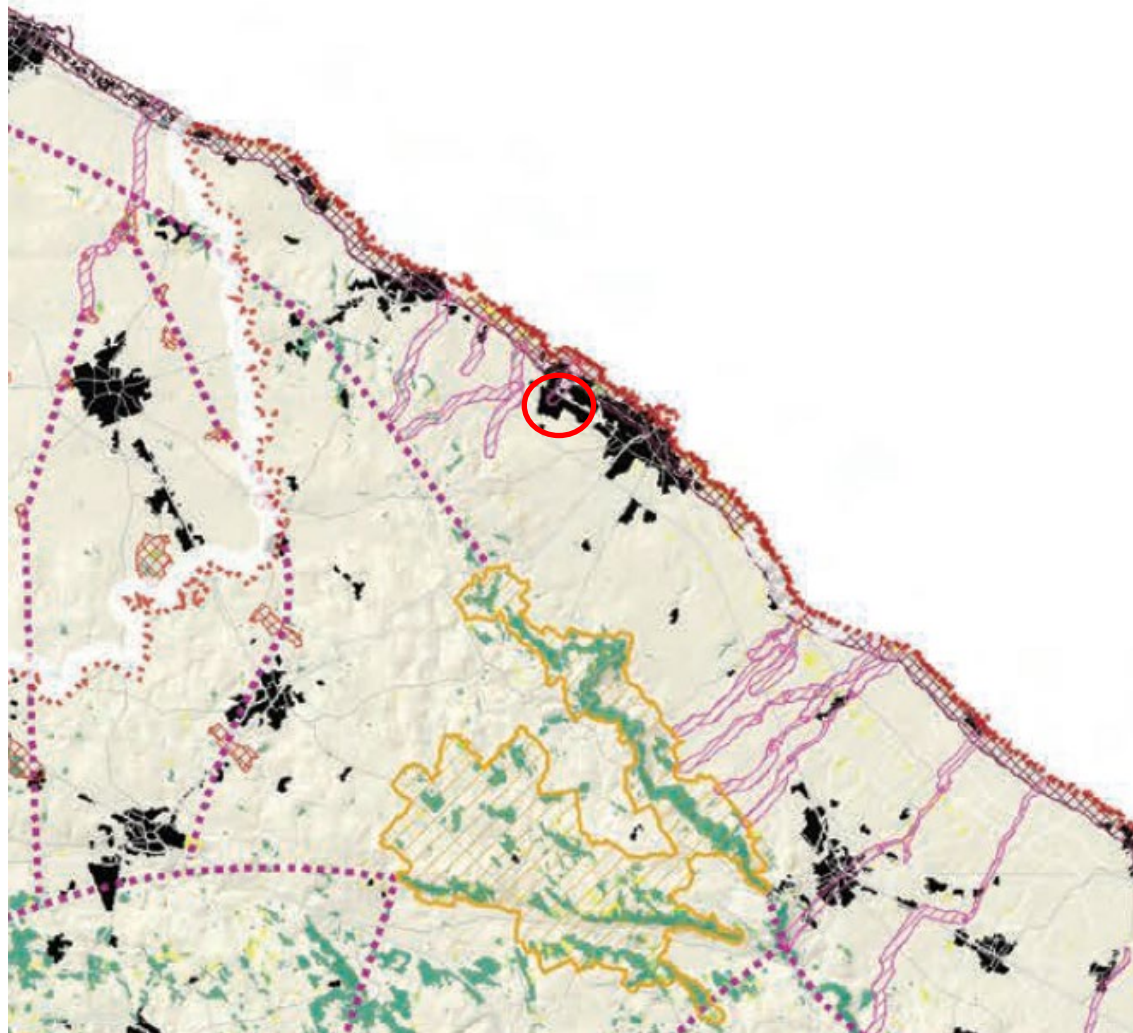


Rete ecologica biodiversità



Infrastrutture














pptr
Puglia centrale

Elaborato 3.2.2.3
ECOLOGICAL GROUP










Ecological group

-  Ecological group - Zone umide
-  Ecological group - Fiumi
-  Ecological group - Pseudosteppe
-  Ecological group - Boschi
-  Ecological group - Rupicoli






Naturalità

-  boschi e macchie
-  arbusteti e cespuglieti
-  prati e pascoli naturali
-  aree umide

Rete ecologica biodiversità

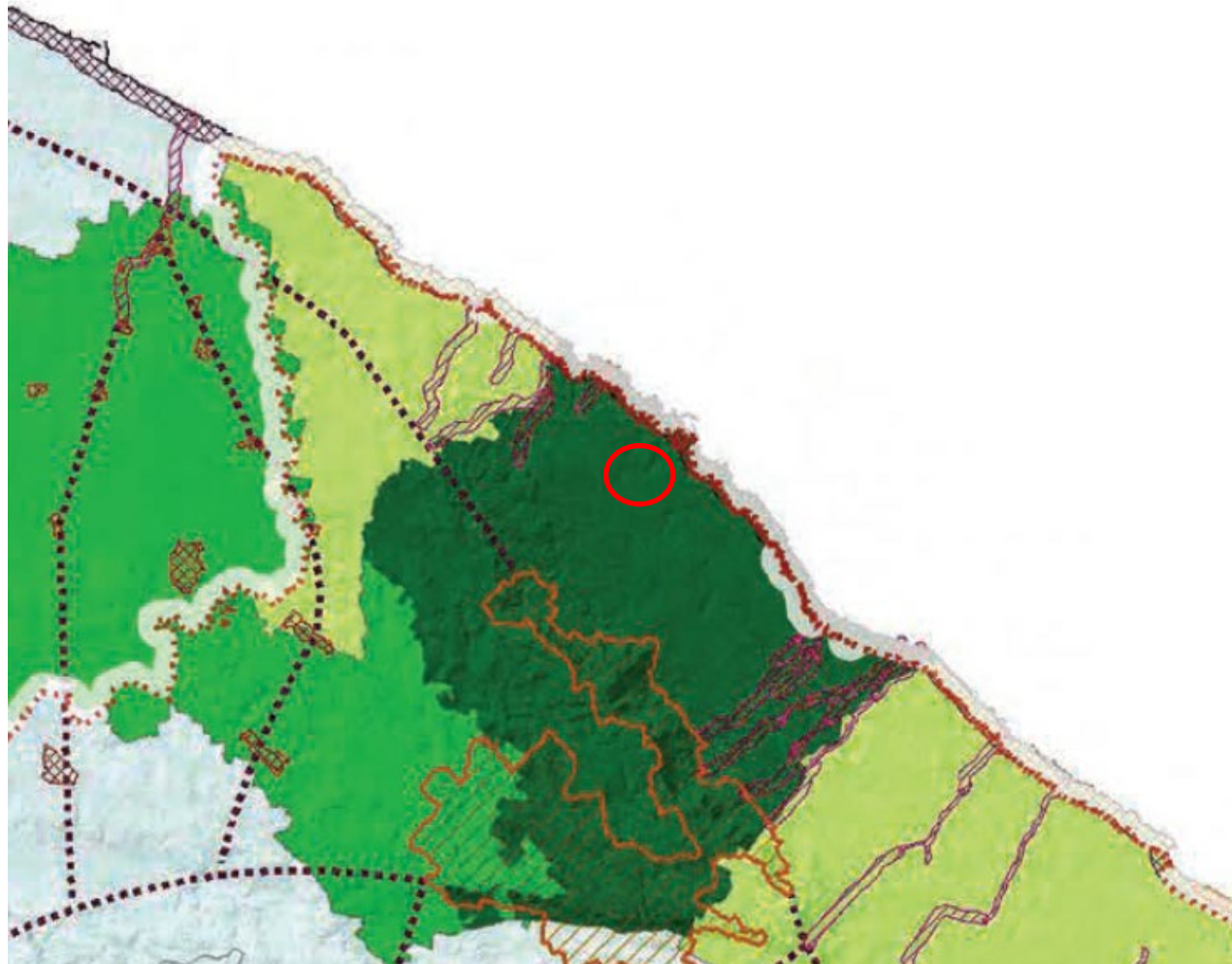
-  principale
-  secondario
-  connessione, fluviali-naturali
-  connessione, fluviali-residuali
-  connessione, corso d'acqua episodico
-  connessione costiera
-  Connessioni terrestri
-  Aree tampone
-  Nuclei naturali isolati

Infrastrutture

-  Autostrade
-  Statali
-  Provinciali
-  Altre strade
-  Edificato

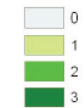
A
B
C

Puglia centrale
ambito
15/01

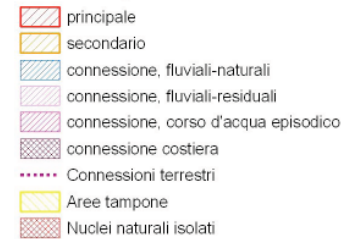


Elaborato 3.2.2.4
LA RETE DELLA BIODIVERSITÀ

N° Specie vegetali in Lista Rossa per comune



Rete ecologica biodiversità



Infrastrutture



Stato attuale

L'area del comune di Monopoli è fortemente antropizzata con elevato sviluppo delle aree agricole. Per quanto riguarda la vegetazione, nelle aree pianeggianti retrostanti la linea di costa sono presenti terreni incolti caratterizzati dalla presenza di piante a portamento cespuglioso, sotto le quali nella stagione favorevole è presente una folta microflora dalla policroma fioritura. Sono inoltre presenti estese aree adibite alla coltivazione dell'olivo.

Per quanto riguarda la fauna sono tipici della zona animali di piccola taglia, come la volpe, il tasso e la donnola.

A seguito dello sviluppo urbano e industriale di Monopoli, il territorio comunale è caratterizzato da pochi elementi di rilevanza ecologica confinate nelle residue fasce di vegetazione naturale lungo gli alveoli delle lame, portando ad una progressiva diminuzione della fauna in termini di biodiversità, tale da non garantire la presenza di una importante comunità vertebrata.

5.1.5 Suolo, uso del suolo e patrimonio agroalimentare

I cambiamenti di quota determinano le principali variazioni nell'assetto ambientale, con a quote maggiori i boschi di fragno e i prati-pascolo, mentre lungo la costa gli uliveti, per la gran parte a carattere monumentale. La naturalità occupa circa il 19% dell'intera superficie dell'ambito e appare concentrata soprattutto nelle aree di altopiano più interne, corrispondenti alle figure territoriali della Valle d'Itria e dei Boschi di Fragno.

Nella Piana litoranea le estese formazioni di ulivi secolari assumono un ruolo succedaneo ai boschi, in quanto le caratteristiche strutturali delle piante, il sesto d'impianto irregolare, la presenza di suoli non arati in profondità, ecc. determinano la formazione di veri e propri boschi di ulivo.

A confine tra la fascia costiera e gli altopiani interni (valle d'Itria) si osserva un imponente gradino morfologico che rappresenta uno degli elementi che più caratterizza questo tratto di costa pugliese. L'intero versante della scarpata presenta pendenze tali che hanno impedito la messa a coltura dei terreni preservando un'estesa formazione a macchia mediterranea che corre, parallela alla costa, per oltre 30 km da Monopoli ad Ostuni.

L'area del comune di Monopoli è fortemente antropizzata con elevato sviluppo delle aree agricole. Nelle aree pianeggianti retrostanti la linea di costa sono presenti terreni incolti caratterizzati dalla presenza di piante a portamento cespuglioso. Sono inoltre presenti estese aree adibite alla coltivazione dell'olivo.



Elaborato 3.2.2.1
NATURALITÀ

Naturalità

- boschi e macchie
- arbusteti e cespuglieti
- prati e pascoli naturali
- aree umide
- fiumi, torrenti, canali e fossi
- costa rocciosa
- costa sabbiosa

Infrastrutture

- Autostrade
- Statali
- Provinciali
- Altre strade
- Edificato



5.1.6 Sistema paesaggistico

L'ambito della Murgia dei Trulli³⁸ è caratterizzato dalla presenza di un paesaggio rurale fortemente riconoscibile dove la presenza di una fitta rete di muretti a secco e di edilizia minore tradizionale in pietra struttura il mosaico agrario complesso è definito dall'alternanza tra vigneto, uliveto, bosco e seminativo. A questo paesaggio che è presente soprattutto nella Valle d'Itria, si devono aggiungere i paesaggi altrettanto suggestivi della piana degli olivi secolari e dei Boschi di Fragno della Murgia bassa.

Il territorio della Murgia dei Trulli vanta una notevolissima molteplicità di paesaggi rurali che si poggiano su due unità territoriali principali: la piana costiera e la Valle d'Itria.

L'ambito copre una superficie di 56400 ettari di cui il 12% sono aree naturali (6500 ha). In particolare, il pascolo si estende su una superficie di 1500 ha ed i boschi di latifoglie su 3600 ettari. Gli usi agricoli predominanti comprendono gli uliveti che con 23300 ettari coprono il 43% dell'ambito, ed i seminativi (16000 ha) che coprono il 28% dell'ambito.

L'urbanizzato, infine, interessa l'11% (6200 ha) della superficie d'ambito.

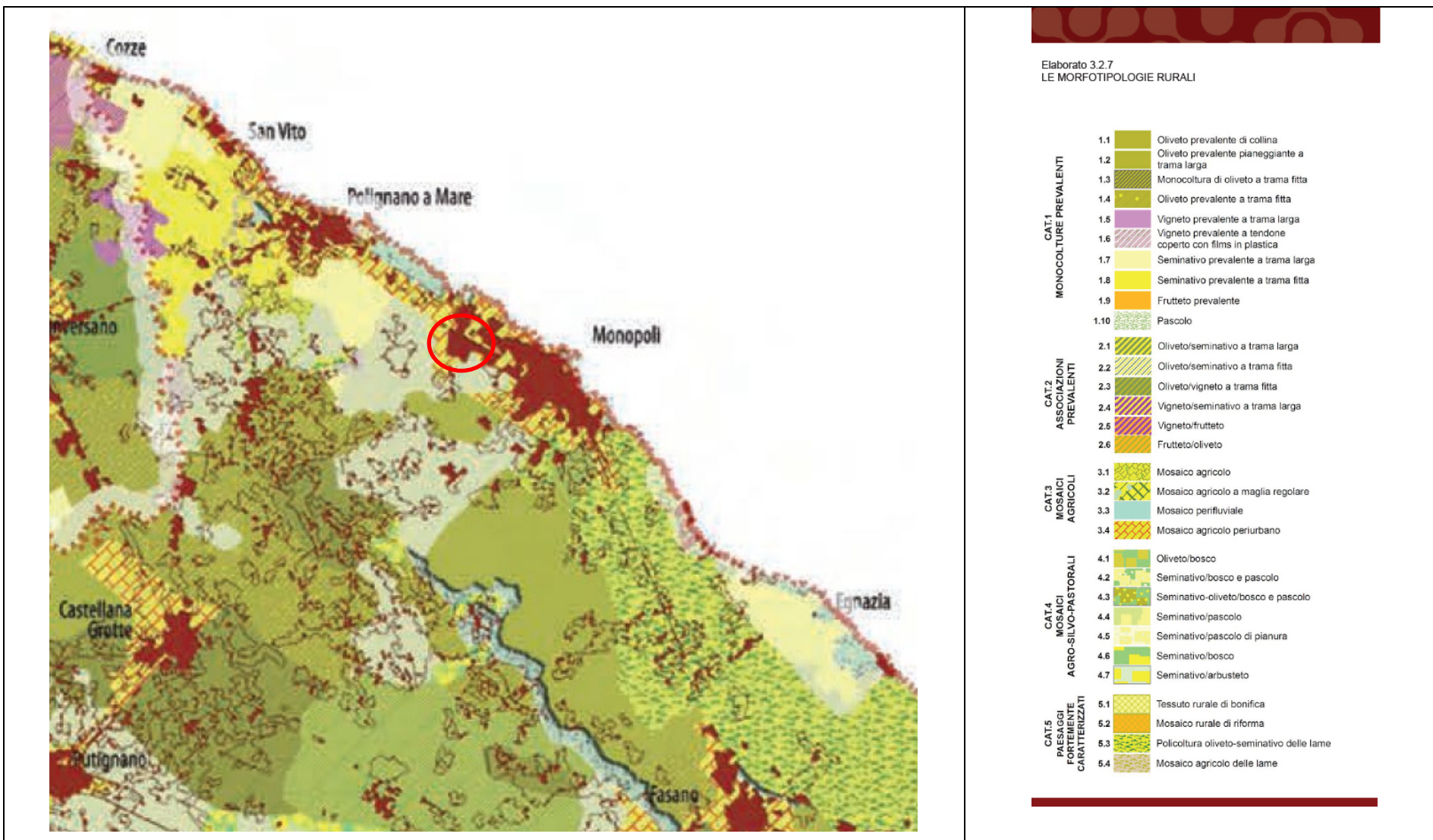
La produttività agricola comunale segue la distribuzione delle colture prevalenti, con una bassa o media produttività per la Valle d'Itria in cui si alternano cereali e foraggere ed alta produttività, o intensiva (Polignano, Monopoli, Fasano) procedendo lungo la costa.

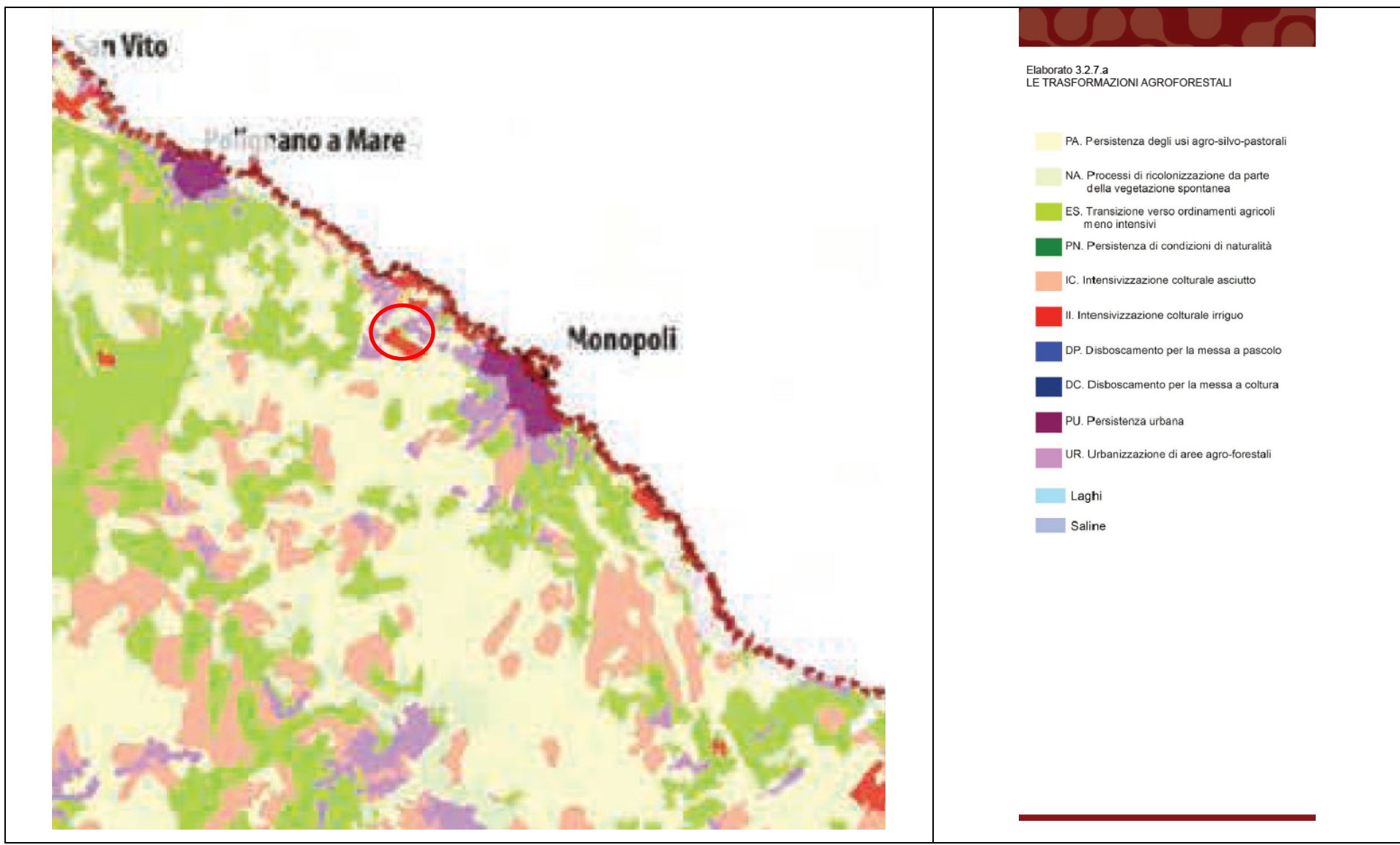
Le colture irrigue a più alto reddito sono localizzate lungo la costa e sono per lo più frutticole, con orticole e oliveti.

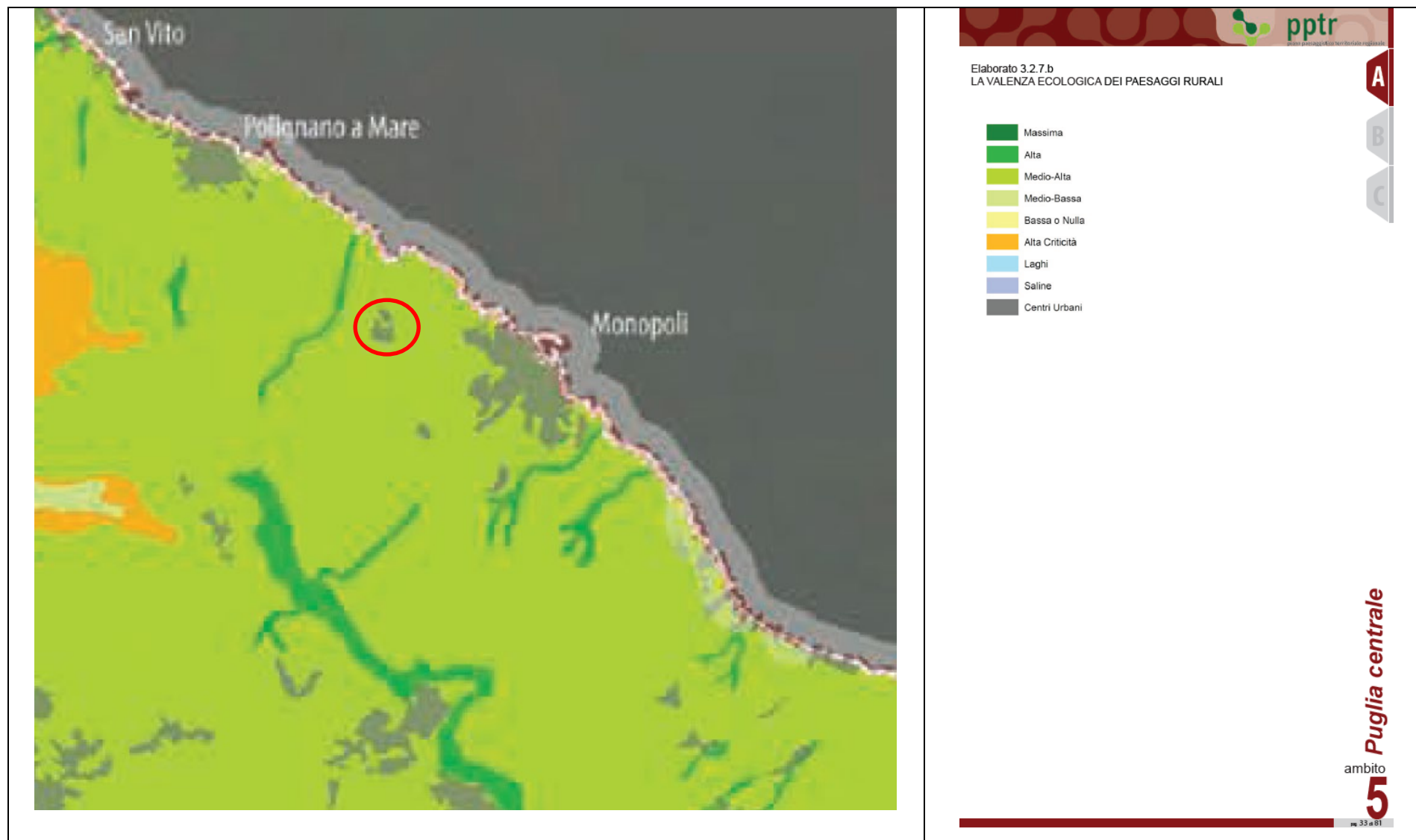
Il litorale racchiuso tra Mola e Ostuni, racchiuso tra il sistema delle Murge alte ed il mare Adriatico, ha un clima tipicamente mediterraneo con inverni miti ed estati calde.

Le aree terrazzate fra Mola ed Ostuni, e le aree ribassate, pianeggianti dell'intero ambito, hanno una capacità d'uso di seconda e terza classe (IIIs e IIIIs). I suoli infatti si presentano con poche limitazioni all'utilizzazione agricola.

³⁸ Elaborato 5.7 - Ambito 7/Murgia dei Trulli - PPTR Regione Puglia 2015










Elaborato 3.2.4.13.1
I PAESAGGI COSTIERI

SISTEMA FISICO AMBIENTALE








Morfotipo costiero

-  Costa sabbiosa
-  Costa rocciosa
-  Falesia
-  Rias
-  Cordone dunare
-  Tratto costiero artificializzato
-  Curve batimetriche

Geositi costieri







-  Grotta
-  Faraglione
-  Vora
-  Dolina

Sistema idrografico



-  Corso d'acqua perenne
-  Corso d'acqua episodico (lame, gravine, valloni, canali)
-  Reti dei canali della bonifica
-  Laguna o lago
-  Bacino artificiale
-  Bacino idrico minore ad uso agricolo
-  Sorgente costiera

PAESAGGIO NATURALE

Habitat terrestri-costieri

-  Bosco e macchia
-  Bosco e macchia su cordone dunare
-  Arbusteti e cespuglieti
-  Prati e pascoli naturali
-  Area umida (acquitrini, paludi, stagni)
-  Salina attiva

Habitat marino-costiero

-  Poseidonia oceanica
-  Coralligeno

Le aree agricole eterogenee ma soprattutto olivate, con l'olivo persistente ed a volte secolare, sui terrazzi d'abrasione marina fra Castellana Grotte e Monopoli a Nord-Ovest e Ceglie Messapica ed Ostuni a Sud-Est, presentano una valenza medio-alta per la presenza di una matrice agricola con presenza di boschi, siepi, muretti e filari e discreta contiguità a ecotoni e biotopi. L'agroecosistema si presenta sufficientemente diversificato e complesso.

Il fenomeno dell'edificazione costiera è caratterizzato dalla presenza di piattaforme residenziali ad altissima densità utilizzate esclusivamente in alcuni periodi dell'anno, isole chiuse dai caratteri atopici rispetto al contesto, separate dal fascio infrastrutturale della Statale Adriatica e della ferrovia dal resto del territorio agricolo.

Lungo la costa da nord a Sud si riconoscono:

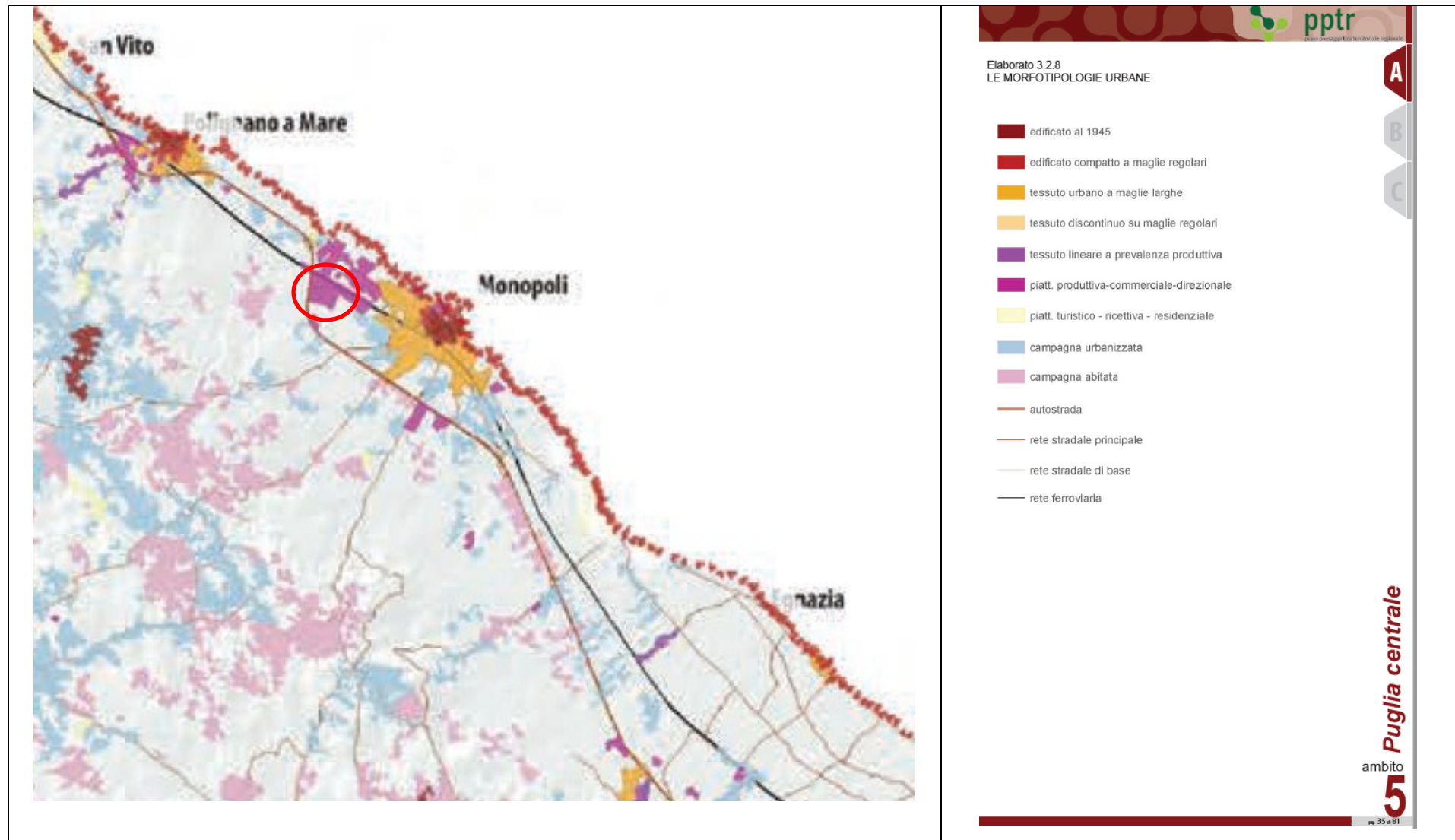
- Il sistema agricolo che si estende da Monopoli a Rosa Marina, connotato (i) dalla presenza di orti costieri che si connettono alla fitta rete di lame il cui passo frequente scandisce in modo percepibile solo lo stretto tratto costiero, e (ii) dall'area più interna degli ulivi monumentali e degli insediamenti storici legati all'olivicoltura.

Oltrepassato il gradino murgiano, è possibile distinguere:

- Il sistema delle contrade di Monopoli, in cui resta forte il rapporto tra insediamenti e territorio agricolo. In particolare, i nuclei storici di tipo residenziale posti a nord-ovest hanno prodotto una polarizzazione della città accentuata e rafforzata dai processi di trasformazione contemporanei.

Nel tratto tra Polignano e Monopoli il sistema di lame è tipologicamente simile a quello del nord barese, mentre dopo Monopoli il percorso degli impluvi si accorcia e il passo si infittisce.

Dal punto di vista insediativo, Polignano e Monopoli sono gli elementi terminali del sistema storico di città costiere della Puglia Centrale, saldamente connesso con l'interno da un sistema stradale a raggiera, inframmezzato da grandi spazi disabitati e intensamente coltivati. Monopoli con il suo porto rappresentava il centro marittimo di riferimento di un'area intensamente coltivata, compresa tra Polignano (a nord) e Fasano (a sud), da cui un tempo partivano verso oltremare le derrate alimentari eccedenti (soprattutto l'olio). Da Monopoli in poi, procedendo verso sud-est, la costa si presentava come uno spazio vuoto ed intensamente coltivato.



SEZ. A 3.5 STRUTTURA PERCETTIVA

Strade d'interesse paesaggistico

Le strade che attraversano paesaggi naturali o antropici di alta rilevanza paesaggistica da cui è possibile cogliere la diversità, peculiarità e complessità dei paesaggi dell'ambito o è possibile percepire panorami e scorci ravvicinati sono le strade delle morfotipologie territoriali "Il sistema a pettine costiero da Monopoli a Carovigino" e "Il sistema radiale policentrico della valle d'Itria", con particolare riferimento a: - La strada statale 172 dei Trulli conosciuta come la *Strada dei Trulli*, che collega la città di Casamassima con i centri di Putignano, Alberobello, Locorotondo e Martina Franca attraversando la Valle d'Itria, fino a Taranto. Lungo la strada le enormi distese di vitigni si alternano con i mandorli e gli ulivi, facendo da cornice ad un paesaggio punteggiato dai trulli.

- La strada del costone (S.P. 240, S.P. 146, S.P.1bis) che connette i centri di Conversano, Castellana Grotte, Fasano e Ostuni. Percorrendo la strada lo sguardo spazia dalla costa monopolitana alla baia di Torre Canne, con il caratteristico faro, fino a Torre Santa Sabina. Sul lato sinistro si intravede la Valle d'Itria e sullo sfondo Martina Franca, Cisternino e Ceglie Messapica.
- Il sistema dei pendoli, costituito dalle strade che trasversalmente connettono gli insediamenti costieri con i centri dell'entroterra; Alberobello - Monopoli con la S.P.113, Locorotondo - Fasano e Savelletri con la S.S. 172 e la S.P.4, Ostuni - Villanova con la S.P. 20, Carovigno - Torre Santa Sabina con la S.P. 34. Questo sistema di strade si estende dalla scarpata murgiana fino alla costa e traguarda verso il mare una distesa di ulivi secolari.
- La strada trasversale (S.P. 237, S.S. 337) che connette i centri di Monopoli, Castellana Grotte, Putignano, Noci a Taranto.

Strade panoramiche

Le strade che partendo da Castellana Grotte si connettono ai centri costieri di Polignano a Mare (S.P. 120) e Monopoli (S.P. 237) o all'insediamento di Fasano (S.P. 146) che gode di una incantevole posizione a metà strada tra la collina della Selva, di Laureto e del Canale di Pirro e il Basso Adriatico.



Elaborato 3.2.4.12.1
LA STRUTTURA PERCETTIVA

- ☆ PUNTI PANORAMICI POTENZIALI
- ★ PUNTI PANORAMICI
- STRADE PANORAMICHE
- STRADE DI INTERESSE PAESAGGISTICO
- FERROVIE DI INTERESSE PAESAGGISTICO
- STRADE MORFOTIPOLOGIE TERRITORIALI

FULCRI VISIVI ANTROPICI

- MONASTERI
- CASTELLI
- TORRI
- CAMPANILI
- TORRI COSTIERE
- FARI
- NUCLEI URBANI

FULCRI VISIVI NATURALI

- VETTE
- ▨ MONTAGNE OLTRE 900 m
- CRESTE

ESPOSIZIONE VISUALE

- BASSA
- MEDIA
- ALTA

- ORIZZONTI PERSISTENTI
- DEPRESSIONI VALLIVE E CARSICHE

- FERROVIE PRINCIPALI
- VIABILITA' PRINCIPALE

Dall'analisi del sistema paesaggio, **le unità paesaggistiche direttamente interessate dall'opera hanno un grado di sensibilità bassa scaturita non tanto dalla mancanza di elementi di qualità quanto dalla presenza della area industriale di Monopoli già sviluppata e all'interno della quale verrà eseguito l'intervento in progetto, tali da non determinare una nuova struttura paesaggistica.**

5.1.7 Popolazione e salute umana

In questa sezione vengono descritte le principali caratteristiche socio-demografiche della popolazione coinvolta. Sebbene soltanto un'area circoscritta del territorio comunale di Monopoli sarà effettivamente interessata dall'intervento in oggetto, i dati demografici ed epidemiologici sono disponibili a livello di intero Comune, pertanto sono stati considerati nella loro globalità.

Per la descrizione delle caratteristiche socio-demografiche della popolazione coinvolta sono stati utilizzati i dati messi a disposizione dall'Istituto Italiano di Statistica (ISTAT) derivati dalle indagini effettuate presso gli Uffici di Anagrafe (ISTAT).

La popolazione residente nel Comune di Monopoli è stata descritta con suddivisione per età e per sesso al 1° gennaio 2020. Le fasce di età scelte sono le seguenti:

- 0 - 14 anni – popolazione infantile;
- 15 - 64 anni – popolazione adulta;
- ≥ 65 anni – popolazione anziana.

Al 1° gennaio 2020 la popolazione è costituita da 48.101 residenti. Il numero di stranieri residenti è pari a 1.086 e rappresenta il 2,3% della popolazione totale, percentuale inferiore rispetto al valore regionale che è pari al 3,4%.

Il rapporto maschi femmine (M:F sex ratio) è pari a 0,95, con variazioni nelle diverse fasce di età. Tale rapporto risulta in linea con i valori della Regione Puglia, sia sul totale che per le diverse fasce di età.

Una percentuale pari al 20,6% della popolazione maschile e 24,6% della popolazione femminile è anziana (≥ 65 anni), in linea con il dato regionale.

Nel seguente grafico è riportato l'andamento del numero di residenti negli ultimi 4 anni.

Popolazione residente

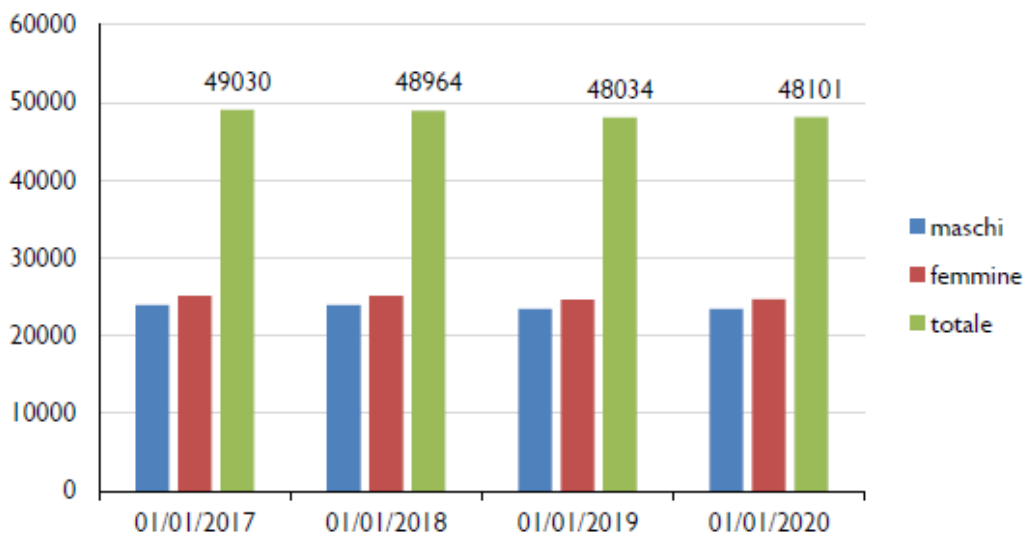


Figura 50: Popolazione residente a Monopoli al 1° gennaio 2017, 2018, 2019, 2020 (ISTAT).

È anche stato derivato l'indice di vecchiaia inteso come il rapporto percentuale tra la popolazione di età superiore o uguale a 65 anni e la popolazione di età uguale o inferiore ai 14, definendo la popolazione oggetto dello studio di tipo regressivo, stazionario o progressivo in base al valore ottenuto, rispettivamente ≥ 100 , $=100$, ≤ 100 .

La figura seguente riporta l'andamento temporale dell'indice di vecchiaia nella popolazione a confronto con il dato regionale. Come si evince, la popolazione residente è progressivamente invecchiata negli ultimi 4 anni e l'indice di vecchiaia risulta superiore alla media regionale. In entrambi i casi l'indice è superiore a 100, evidenziando un numero di soggetti anziani superiore al numero di soggetti giovani.

Indice di vecchiaia (maschi e femmine)

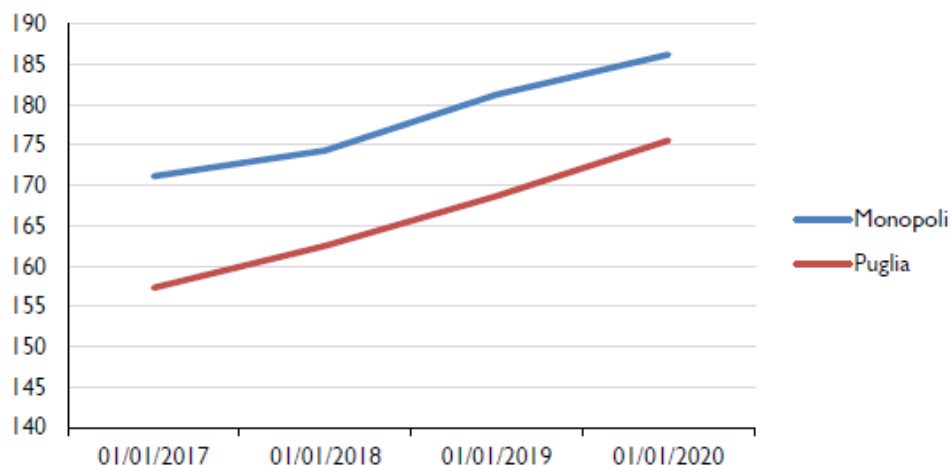


Figura 51: indice di vecchiaia nel comune di Monopoli e in Puglia (ISTAT).

Stato attuale

Per quanto riguarda l'analisi dello stato di salute della popolazione del Comune di Monopoli, considerando il periodo di riferimento 2013 - 2018, sono stati valutati i Rapporti Standardizzati di Mortalità (SMR). **Dallo studio effettuato emerge che gli SMR registrati nel comune di Monopoli non si discostano significativamente né dai relativi tassi regionali né dagli SMR provinciali, sia per tutte le cause di morte, che per quelle per specifiche tipologie, risultando sempre al di sotto di tali valori.**

Per i necessari approfondimenti si rimanda alla **Valutazione di Impatto Sanitario** allegata al presente SIA.

5.2 AGENTI FISICI

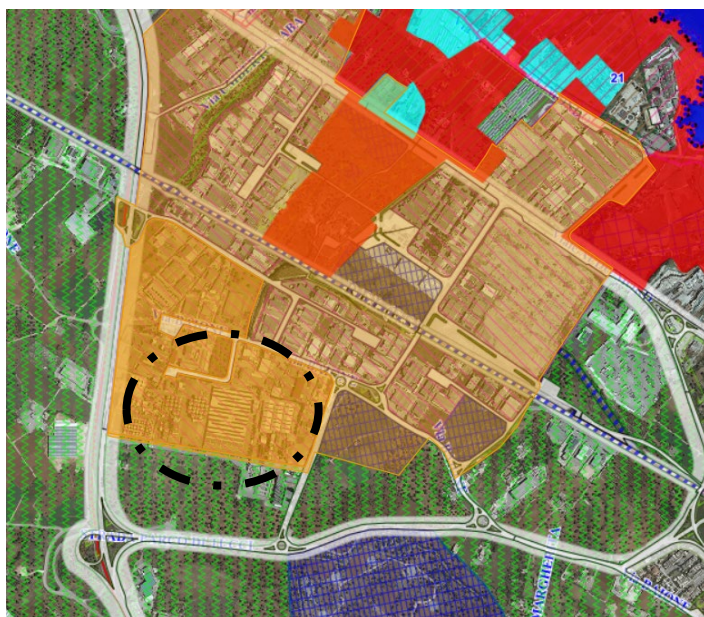
5.2.1 Rumore e vibrazioni

Le emissioni sonore, che accompagnano normalmente qualsiasi tipo d'attività, producono un inquinamento acustico quando, secondo la definizione dell'art. 2 della Legge 26 ottobre 1995, n. 447, sono tali da provocare fastidio o disturbo al riposo e alle attività umane, pericolo per la salute umana, deterioramento degli ecosistemi, dei beni materiali, dei monumenti, dell'ambiente abitativo o dell'ambiente esterno o tale da interferire con le legittime fruizioni degli ambienti stessi.

Il fenomeno delle emissioni sonore è stato disciplinato nel tempo da diversi provvedimenti normativi che avevano anche definito i limiti d'esposizione e previsto le modalità di misurazione del rumore. È stata tuttavia la citata L. 447/95, Legge quadro sull'inquinamento acustico, che ha fornito una disciplina organica in materia, creando le condizioni per un più articolato sistema normativo. La completa operatività della legge quadro è legata all'emissione, oramai completata, di un consistente numero di decreti ministeriali integrativi e all'attuazione degli adempimenti da questi previsti.

Alle Regioni, Province e Comuni la legge attribuisce principalmente compiti di programmazione (predisposizione dei piani di zonizzazione acustica) e di pianificazione degli interventi di risanamento.

Il complesso industriale del Gruppo Marseglia e quindi Ital Green Energy srl, ai sensi dell'art.21 delle NTA del vigente PUG/S rientra in un'area industriale e sotto il profilo urbanistico edilizio risulta idonea ad ospitare l'attività svolta dalla società.

**ZONA 11 - Industriale**

Piano/vincolo:	Piano Regolatore Generale
Ente competente:	Comune di Monopoli
Categoria:	PRG - Zone produttive-terziario
Articoli norme tecniche:	Art. 19;

Piano particolareggiato "comprensorio zona industriale" approvato con D.R. N. 883 del 14-05-79

Piano/vincolo:	Piano Regolatore Generale
Ente competente:	Comune di Monopoli
Categoria:	PRG - Piani di Lottizzazione

Figura 52: stralcio del PUG/S³⁹

Il comune di Monopoli ha redatto il Piano Comunale di Zonizzazione Acustica del proprio territorio, **ma tale piano è attualmente ancora in attesa di approvazione** (rif. delibera del C.C. n. 28 del 17.05.2017) dalla Provincia. I limiti acustici di riferimento, pertanto, sono quelli previsti dalla Legge Quadro n.447/1995 che individua, in assenza di soglie più basse definite su scala locale, dei limiti non superabili inderogabili.

Il sito di Ital Green Energy srl può essere incluso, secondo la normativa acustica nella "**Classe VI - Area esclusivamente industriale**", così come riportato nel seguente stralcio della "Tavola n.2A" aggiornata a dicembre 2015, i cui limiti assoluti sono i seguenti:

Tabella 24: limite di immissione del rumore

art. 6 del D.P.C.M 1.03.1991		
Classe	Tempo di riferimento	
	Diurno (6:00-22:00)	Notturmo (22:00-6:00)
Zona esclusivamente industriale	70.0	70.0

Per completezza si riporta uno stralcio della Tavola di insieme "Tavola 2°-PZA_dic-2015" del Piano Comunale di Zonizzazione Acustica del comune di Monopoli, con individuazione dell'area di interesse, che risulta inserita in CLASSE VI – AREA ESCLUSIVAMENTE INDUSTRIALE.

³⁹ fonte <https://monopoli-geonav-ai.serviziattivi.it/geonav-ai/webgis/?local=monopoli>

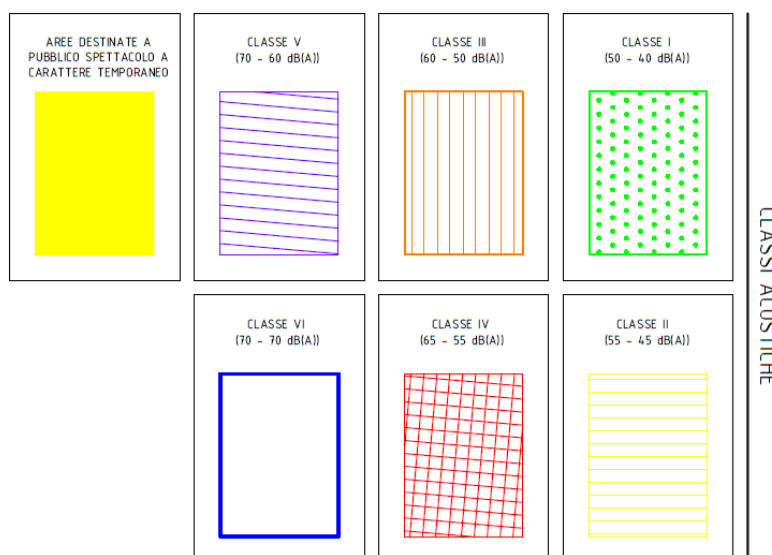


Figura 53: stralcio Tavola 2A-PZA_dic-2015 – Piano di Zonizzazione Acustica di Monopoli

La verifica del rispetto dei suddetti limiti avviene secondo quanto previsto dal Piano di Monitoraggio e Controllo dell’Autorizzazione Integrata Ambientale n. 323/2022.

5.2.2 Campi elettromagnetici

Nell’area industriale di Monopoli sono presenti diverse sorgenti elettromagnetiche ad alta frequenza, in particolare per la radiotelefonía. Sono inoltre presenti linee di trasmissione a media tensione; mentre il trasporto di corrente su larga scala avviene prevalentemente mediante linee aeree, la distribuzione locale dell’elettricità avviene principalmente con cavi sotterranei.

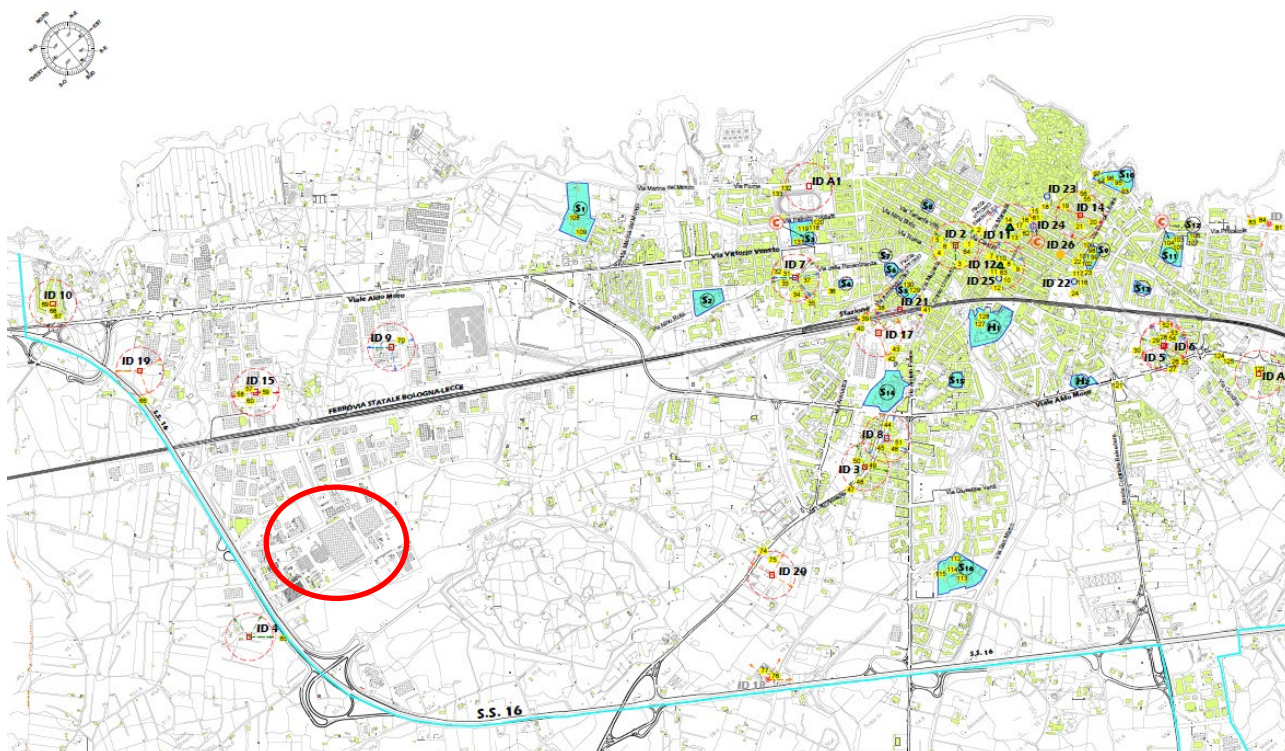


Figura 54: sorgenti e distribuzione campo elettromagnetico (PZE Comune di Monopoli 2013)

Secondo il Piano di Zonizzazione Elettromagnetica,⁴⁰ l'area di progetto è classificata come **ZCE3 - Zone di Compatibilità Elettromagnetica 3**, ove la localizzazione di impianti di trasmissione è compatibile con il contesto territoriale. Ricadono in questa categoria le **zone con Classe di densità abitativa IV**, tutte le aree industriali/artigianali, non residenziali, di tipo agricolo e a carattere extraurbano e comunque tutte quelle non comprese nelle **ZCE zone di compatibilità 0, 1 e 2**. Il sito in esame non presenta problematiche dal punto di vista dell'inquinamento elettromagnetico in quanto, secondo il PZE, è idoneo per la futura installazione di nuovi ripetitori telefonici.

⁴⁰ Piano di Zonizzazione Elettromagnetica di Monopoli (PZE) - Procedura di valutazione ambientale 2016 strategica <http://www.comune.monopoli.ba.it/ViverelaCittagrave/Learee/Ediliziaurbanistica/PianoZonizzazioneElettromagnetica/tabid/2023/language/it-IT/Default.aspx>

6. ANALISI DELLA COMPATIBILITÀ DELL'OPERA IN PROGETTO

6.1 RAGIONEVOLI ALTERNATIVE

Scopo di uno studio di impatto ambientale è determinare gli effetti di un progetto sull'ambiente naturale, culturale, sociale ed economico attraverso l'esplicitazione dei vantaggi e degli svantaggi di **soluzioni progettuali alternative**. Come indicato nell'allegato VII c.2 alla parte II del D.Lgs. n.152/06, va esaminata anche l'**opzione zero**, cioè l'alternativa di non realizzare il progetto e quindi di seguito saranno analizzare le seguenti alternative progettuali:

- *Opzione 0: mancata realizzazione della conversione a metano impianti IGE;*
- *Opzione 1: realizzazione conversione a metano impianti IGE.*

6.1.1 Opzione 0: mancata realizzazione della conversione a metano

Nel caso in cui non fosse eseguita la conversione a metano degli impianti attualmente esistenti, essi continueranno a funzionare mediante alimentazione a biomasse liquide, secondo quanto attualmente previsto dalla vigente AIA.

Tuttavia, come sarà a breve evidenziato, siccome i motogeneratori di IGE convertiti a metano possono essere considerati **strategici a livello nazionale**, l'opzione zero non può essere considerata. Tanto in base alle linee guida "Environmental Impact Assessment of Projects Guidance on the preparation of the Environmental Impact Assessment Report"⁴¹. In particolare, al capitolo 1.5.3 di tale linea guida è riportato quanto segue:

"Lo scenario 'do-nothing' o 'no Project' Alternative descrive cosa accadrebbe se il progetto non fosse affatto realizzato. In alcuni Stati membri, la legislazione nazionale richiede che lo scenario del "non fare nulla" sia preso in considerazione e incluso nella relazione sulla VIA.

In alcuni casi, tuttavia, lo scenario del "non fare nulla" non può essere considerata una opzione fattibile, come nel caso di un progetto chiaramente necessario: ad esempio, se un procedimento legislativo impone un'azione, come un piano di gestione dei rifiuti finalizzato ad una migliore gestione dei rifiuti, un nuovo impianto deve essere costruito".

È stato più volte precisato che il progetto proposto da IGE si inserisce nella politica del *Capacity Market*, finalizzato a sopperire alla **non programmabilità** e soprattutto **non continuità delle** fonti

⁴¹ Directive 2011/92/EU as amended by 2014/52/EU (<http://ec.europa.eu/environment/eia/eia-support.htm>)

energetiche rinnovabili (eolico e solare). In altre parole, l'obiettivo è far fronte alle problematiche della rete elettrica nazionale causate dalla discontinuità di tali fonti, mediante l'esercizio di impianti alimentati a gas naturale da attivare in breve tempo su richiesta di TERNA, per immettere all'occorrenza energia elettrica in rete.

Sebbene con un numero ridotto di ore di funzionamento, gli impianti di generazione programmabile, come quello che si vuole realizzare, sono quindi destinati a svolgere un ruolo importante per far sì che la copertura dei consumi finali sia sempre più assicurata da fonti rinnovabili.

Senza l'applicazione delle azioni previste del Capacity Market, non sarà pertanto possibile raggiungere l'obiettivo della crescita ulteriore della generazione da fonti rinnovabili (+12 GW al 2025), assicurando al contempo l'adeguatezza del sistema e la sicurezza delle forniture e garantire il passaggio in sicurezza ad un sistema elettrico carbon-free.

Il progetto di IGE rientra anche tra quelli riportati nell'allegato I-bis al D.Lgs 152/06,⁴² *"opere, impianti e infrastrutture necessarie al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (Pniec)":*

"1 Dimensione della decarbonizzazione

1.1 Infrastrutture per il *phase out* della generazione elettrica alimentata a carbone

1.1.1 Riconversione e/o dismissione delle centrali alimentate a carbone

1.1.2 Nuovi impianti termoelettrici alimentati attraverso gas naturale per le esigenze di nuova potenza programmabile, con prevalente funzione di adeguatezza, regolazione e riserva connessi alle esigenze del sistema elettrico derivanti dalla chiusura delle centrali alimentate a carbone".

Quanto sopra contenute di asserire che impianti di IGE convertiti a metano, possono essere considerati strategici a livello nazionale.

6.1.2 Opzione 1: realizzazione conversione a metano

L'opzione 1, ovvero il progetto di conversione a metano degli impianti di IGE, verrà analizzata mediante un sistema matriciale dettagliatamente descritto nel capitolo 6.5. In particolare, nelle matrici **saranno quantificati gli impatti differenziali tra la configurazione attuale autorizzata e quella di progetto**, considerando **un funzionamento massimo per ogni**

⁴² Introdotta dal decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77 "Governance del Piano nazionale di rilancio e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure".

motore di 3.000 ore/anno, che consentirà, appunto, di sopperire alla mancata produzione di energia elettrica da parte di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili. In questo modo è possibile anche dimostrare che il passaggio da fonti rinnovabili a fonti fossili, non solo comporta un miglioramento a livello nazionale delle emissioni climalteranti, favorendo appunto lo sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili, ma comporta anche una riduzione delle emissioni climalteranti specifiche di Ital Green Energy srl, oltre che un miglioramento complessivo delle sue emissioni in atmosfera e quindi dell'impatto sulla salute, rispetto allo stato attuale.

6.2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO (QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE)

Come più volte già rappresentato, il presente studio attiene alla sostituzione dei motori alimentati a oli e grassi vegetali e animali delle centrali BL1 e BL2, con capacità termica rispettivamente **da 57 e 240 MWt per un totale di 297 MWt**, con motori alimentati a metano con capacità termica rispettivamente **da 51,07 e 249,36 MWt, per un totale di 300,43 MWt**.

Ad esclusione del tipo di combustibile utilizzato, per entrambe le centrali il ciclo di produttivo rimarrà sostanzialmente invariato, come riportato nell'elaborato grafico "T.6 – Schemi a blocchi" allegato al progetto.

Di seguito si illustrano le caratteristiche tecniche dei motori che si intendono installare e del relativo ciclo produttivo. Per una descrizione più dettagliata si rimanda agli elaborati di progetto.

6.2.1 IMPIANTO BL1 – CONFIGURAZIONE DI PROGETTO

La centrale BL1, di tipo cogenerativo, sarà costituita da n.3 accoppiamenti motori endotermici/generatori di tensione alimentati a gas naturale.

6.2.1.1 Descrizione della linea produttiva

La centrale è in grado di lavorare a ciclo continuato sulle 24 ore, con un'ipotesi di impiego massimo di 3.000 ore/anno e fermate programmate come da specifiche del costruttore. Nel caso di fermate, è necessaria circa mezz'ora dal momento della progressiva riduzione dell'alimentazione di gas naturale allo spegnimento effettivo di ogni motore.

Il riavviamento, con il raggiungimento delle condizioni ottimali di esercizio, richiede circa 1 ora dal momento dell'accensione.

I nuovi motori endotermici a gas metano da installare hanno le seguenti caratteristiche (cfr. All.3 al progetto):

- ✓ Marca: **Wartsila**;

- ✓ Modello: **W16V34SG;**
- ✓ Tipo: **Sovralimentati a quattro tempi ed iniezione diretta;**
- ✓ Configurazione: **a V;**
- ✓ Potenza termica nominale: **17,022 MW;**
- ✓ Numero di cilindri: **16;**
- ✓ Potenza all'albero motore: **8.000 kW**

Come per la configurazione attuale, ogni motore endotermico è accoppiato al generatore sincrono trifase composto da un alternatore utilizzato in continuo per produrre l'energia elettrica, con le seguenti caratteristiche:

- ✓ Marca: **ABB;**
- ✓ Tipo: **trifase a poli salienti, brushless**
- ✓ Potenza nominale: **8.702 kVA;**
- ✓ Fattore di potenza: **0,9;**
- ✓ Potenza elettrica nominale: **7.824 kWe**
- ✓ Tensione: **11.000V;**
- ✓ Frequenza: **50Hz;**
- ✓ Velocità: **750 rpm**
- ✓ Rendimento p.f. 0.8: **97,8 %;**
- ✓ Classe di isolamento/temperatura: **B/F;**
- ✓ Protezione: **IP23;**
- ✓ Connessione: **Y;**
- ✓ Tipo: **AMG 1120MR08 DSE;**

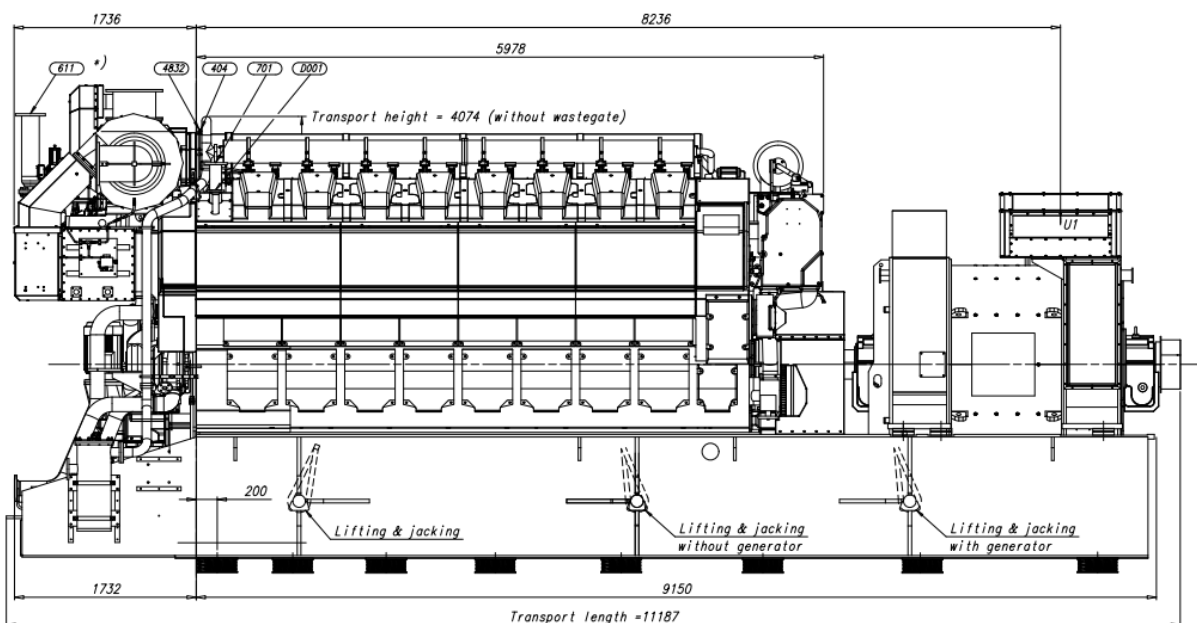


Figura 55: BL1 – Schema tipo del motore endotermico a gas naturale

La macchina è costituita da una parte cava fissa, chiamata statore, al cui interno ruota una parte cilindrica calettata sull'albero di rotazione, detta rotore. Sullo statore sono presenti gli avvolgimenti elettrici su cui vengono indotte le forze elettromotrici che sostengono la corrente elettrica prodotta.

Il rotore genera un campo magnetico rotante per mezzo di elettromagneti che nel caso di alternatore trifase a due poli si compone di n.3 elettromagneti che sono a loro volta opportunamente alimentati.

Tutte le componenti a valle del generatore, quali le tubazioni dei gas di scarico, il sistema di abbattimento delle emissioni, la caldaia a recupero ed inoltre i sistemi di aspirazione, raffreddamento, distribuzione di aria e preparazione dell'urea e la sala comandi non verranno sostituite.

Come per lo stato attuale innanzi descritto, Ital Green Energy srl cede a Casa Olearia Italiana SpA il vapore prodotto nei circuiti di raffreddamento della centrale BL1 (14,60 m³/ora circa) per circa 13 t/h di vapore a 1,21 MPa e 188 °C.

Complessivamente, tenendo conto delle fonti energetiche primarie e dei flussi energetici disponibili per l'utenza, cioè delle potenzialità nette disponibili, l'impianto alimentato a gas metano avrà i seguenti rendimenti netti di circa:

- ✓ elettrico ~ 46%
- ✓ termico ~ 18%

L'energia elettrica prodotta continuerà ad essere ceduta, al netto dei consumi di centrale, a ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A, tramite lo stallo di connessione esistente in comune con a gli impianti di produzione di energia elettrica (BL1, BL2 e BS1).

6.2.1.2 Impianti ausiliari

UNITÀ DI TRATTAMENTO DEL GAS METANO

Tale unità verrà sostituita con una adeguata al fabbisogno dei nuovi motogeneratori a gas. Il metano arriverà ai motori attraverso una rampa dedicata denominata "Compact Gas Ramp" (CGR) comprendente:

- ✓ Filtrazione;
- ✓ Valvole di riduzione di pressione;
- ✓ Valvole shut – off di emergenza;
- ✓ Valvole di sfiato.

UNITÀ DI LUBRIFICAZIONE E RAFFREDDAMENTO

Non sarà sostituita in quanto idonea anche per i motori a gas metano.

La lubrificazione di un motore endotermico è una funzione di fondamentale importanza. Tutte le componenti interne del motore vengono lubrificate attraverso una rete di condotti e canalizzazioni, in cui l'olio minerale viene pompato ad alta pressione.

Il sistema di lubrificazione, sotto schematizzato, si compone di un circuito comune di alimentazione dell'olio dallo stoccaggio ai singoli motori e di un circuito di scarico dell'olio usato, raccolto in cisternette/fusti.

A servizio della centrale BL1 vi è un deposito olio lubrificante composto da un serbatoio metallico fuori terra ad asse verticale da 8,00 m³, posto all'interno di una vasca di contenimento.

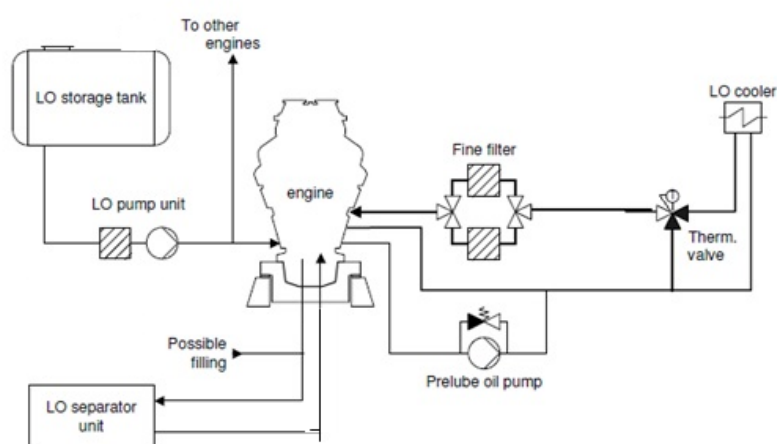


Figura 56: BL1 – Sistema di lubrificazione e raffreddamento.

CIRCUITO DI RAFFREDDAMENTO DEI MOTORI

Non sarà sostituita in quanto idonea anche per lo stato di progetto.

Ogni motore è dotato di un proprio sistema di raffreddamento costituito da:

- ✓ il circuito ad alta temperatura (HT), che comprende il circuito primario del motore e il primo stadio del refrigerante delle turbosoffianti;
- ✓ il circuito a bassa temperatura (LT), che comprende il secondo stadio del refrigerante delle turbosoffianti e il refrigerante dell'olio lubrificante;
- ✓ il circuito di refrigerazione dei seggi valvole.

Il circuito HT raffredda l'aria di sovralimentazione (nel caso del doppio stadio di refrigerazione dell'aria), le testate cilindri e le camicie. Il circuito LT raffredda l'aria di sovralimentazione e l'olio lubrificante. Entrambi i circuiti sono connessi agli scambiatori principali di calore.

L'acqua nel circuito HT deve essere preriscaldata prima dell'avvio motore; ogni motore è quindi provvisto di un sistema riscaldatore/elettropompa per il preriscaldamento dell'acqua. Il circuito acqua preriscaldamento motore è dotato di una valvola di non ritorno per evitare reflussi di acqua.

Durante le manutenzioni, l'acqua contenuta in ciascun motore può essere scaricata in un serbatoio di centrale da 20 m³ e quindi ricaricata a fine manutenzione.

Di seguito è riportato lo schema del sistema di raffreddamento del motore.

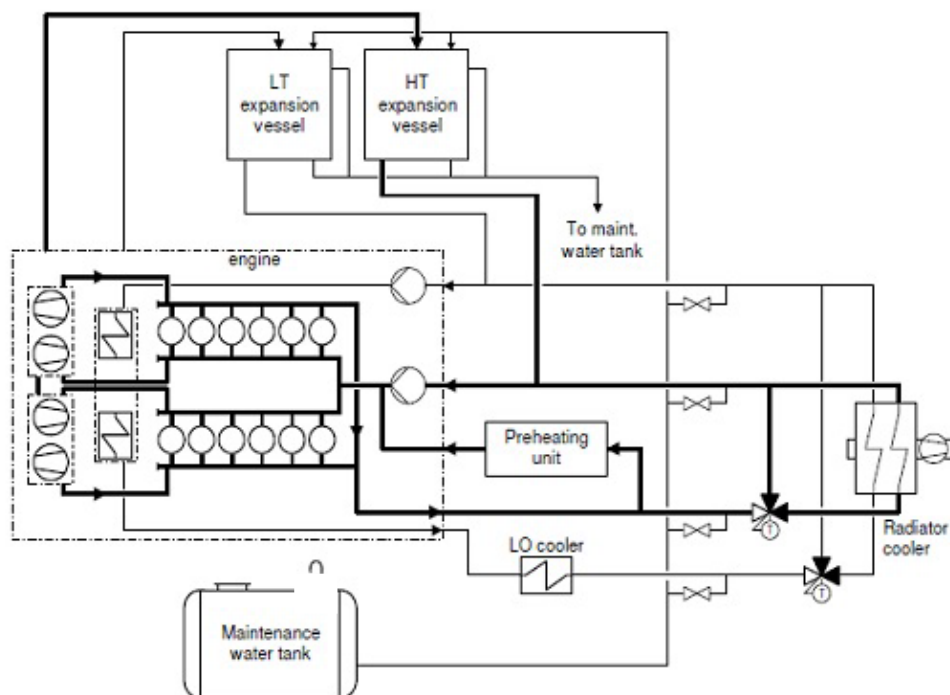


Figura 57: BL1 – Sistema di raffreddamento ad acqua dei motori.

DISTRIBUZIONE DI ARIA IN FASE DI AVVIAMENTO E A RÈGIME

Non sarà sostituita in quanto idonea anche per l'alimentazione a metano.

I motori si avviano mediante immissione di aria compressa alla pressione nominale di 30 bar in camera. L'avvio è effettuato per mezzo di iniezione diretta di aria nei cilindri attraverso le valvole

aria avviamento presenti nelle testate dei cilindri. La valvola aria avviamento principale può essere azionata sia manualmente che elettricamente. L'aria compressa di avviamento a 30 bar è prodotta da alcuni elettrocompressori e accumulata in bombole interconnesse con i motori.

In caso di mancanza di energia elettrica, gli elettrocompressori saranno alimentati con un gruppo elettrogeno di emergenza da 300 kW a gasolio.

Esiste, inoltre, un circuito separato di aria compressa a 7 bar, per fornire l'aria di controllo alla strumentazione.

In condizioni di esercizio a regime, il compressore delle turbosoffianti immette aria comburente nei cilindri attraverso il refrigerante aria. Il motore è equipaggiato con due turbosoffianti uno per bancata.

L'aria di combustione, prima di essere immessa nel motore, è filtrata con dei pannelli che si muovono verticalmente, grazie a un motore elettrico, e quindi si immergono in un bagno d'olio per la rimozione delle polveri.

IMPIANTO DI PREPARAZIONE SOLUZIONE DI UREA

Non sarà modificato rispetto a quello attuale e, come attualmente previsto, **è anche possibile utilizzare la soluzione di urea prodotta dall'impianto a servizio di BL2**, trasportata tramite tubazione fissa.

L'impianto di preparazione urea di BL1 è costituito da tre serbatoi metallici fuori terra, due per l'urea in polvere e uno per la soluzione al 40%.

L'urea solida è scaricata mediante trasferimento pneumatico dagli automezzi ai serbatoi. Serbatoio e linea di carico sono dotati di appositi filtri depolveratori che vengono azionati durante le operazioni di scarico.

La preparazione della soluzione avviene immettendo nel miscelatore acqua a 90°C e quindi l'urea in polvere estratta dai serbatoi di stoccaggio con coclee e dosata con celle di carico. Per la preparazione della soluzione di urea si utilizza l'acqua di spurgo delle caldaie e l'acqua osmotizzata fornita da Casa Olearia Italiana Spa.

IMPIANTO DI PREVENZIONE INCENDI

Non è prevista alcuna variazione rispetto all'attualità.

L'attività della centrale BL1 era soggetta alle disposizioni ex DMI 16 febbraio 1982 per le seguenti attività, ora assorbite nel DPR 1° agosto 2011, n.151:

- ✓ Attività 64 Gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria con motori endotermici di potenza complessiva superiore a 25 Kw per potenza complessiva superiore a 100 kW;

- ✓ Attività 17 Depositi e/o rivendite di oli lubrificanti, di oli diatermici e simili per capacità superiore a 1m³ per quantitativi fino a 25 m³.

Nella centrale è presente un impianto attivo di prevenzione incendi, composto da idranti del tipo a pompa fissa e avviamento automatico, collegati a vasca di accumulo. L'alimentazione dedicata è costituita da un impianto di pompaggio, equipaggiato da:

- ✓ Elettropompa di alimentazione con motore elettrico da 100 HP, portata di 180 m³/h e una prevalenza di 8 bar;
- ✓ Motopompa di alimentazione di riserva con portata di 180 m³/h e prevalenza di 8 bar;
- ✓ Elettropompa di compensazione con portata di 100 L/min e prevalenza pari a 7.8 bar.

Lo stabilimento ha a disposizione 2 serbatoi di accumulo esterni, della capacità totale di oltre 600 m³, superiore a quanto richiesto per il funzionamento in condizione idraulica più favorevole e a quanto specificato dalla norma UNI 10779.

La rete idrica antincendio è posizionata interamente fuori terra ed è realizzata con tubi di acciaio tipo UNI 8863, tinteggiati di colore rosso e del diametro di 4" per gli anelli e 6" e 8" per le derivazioni principali.

Le bocche antincendio DN 45 installate a protezione interna e DN 70 installate a protezione esterna, corredate di regolari manichette in nylon e lance in rame con bocchettone ed ugello in ottone, sono posizionate in modo da poter raggiungere tutti i punti dell'attività e precisamente sono ubicate in prossimità dell'impianto in cui sono presenti i gruppi elettrogeni:

- ✓ n. 7 idranti DN 70;
- ✓ n.2 idranti DN 45;
- ✓ n.1 attacchi doppio V.V.F. DN 70.

All'impianto fisso di estinzione incendi si aggiungono alcuni dispositivi portatili in numero e capacità conformi ai criteri previsti in National Fire Code n° 10 - NFPA (U.S.A.) e al D.M. 10 marzo 1998 (allegato V). In corrispondenza del punto di collocazione di questi estintori è fissato un cartello allo scopo di poterne rilevare agevolmente la collocazione.

SISTEMI DI REGOLAZIONE, CONTROLLO E SICUREZZA, QUALI:

➤ **Controllo sicurezza esercizio motori**

I dispositivi di sicurezza attualmente installati sono idonei anche per la configurazione di progetto a gas metano:

1. dispositivo automatico di arresto del motore, sia per l'eccesso di temperatura dell'acqua di raffreddamento che per la caduta di pressione dell'olio lubrificante;
2. dispositivo automatico d'intercettazione del flusso di combustibile per arresto del motore o per mancanza di corrente elettrica. L'intervento del dispositivo di arresto provocherà anche l'esclusione della corrente elettrica dai circuiti di alimentazione ad eccezione dell'illuminazione del locale.

➤ **Sistemi di sicurezza – Disco di rottura**

Nella configurazione di progetto a gas metano saranno installati come nuovi sistemi di sicurezza i dischi di rottura. Si tratta di dispositivi idonei a garantire una perfetta sicurezza nella gestione delle sovrappressioni, al fine di impedire danneggiamenti in caso di improvviso aumento di pressione. Sono essenzialmente costituiti da una membrana sottile che si rompe nel momento in cui la pressione differenziale supera quella di taratura della membrana, in modo da permettere lo sfogo della pressione eccessiva. Per salvaguardare i sistemi di trattamento delle emissioni e gli scambiatori di calore, posti a valle dei motogeneratori, lungo la tubazione di scarico dei fumi di ogni motore verranno installate n. 2 valvole di sicurezza (dischi di rottura). Le emissioni di tali valvole non sono soggette ad autorizzazione ai sensi dell'art.2.272, comma 5 del D.Lgs. n.152/2006.

➤ **Impianto di rilevazione incendi**

Allo stato attuale la centrale è già provvista di idoneo sistema automatico fisso di rilevazione incendi, costituito da rivelatori automatici puntiformi, punti manuali di segnalazione, centrale di controllo e segnalazione. L'impianto è stato progettato, realizzato e viene mantenuto in accordo alla UNI 9795.

In progetto è prevista l'installazione anche di un impianto di rilevazione di gas metano, che lancerà un segnale di allarme intervenendo sulle elettrovalvole di alimentazione del gas interrompendone il flusso.

Si fa inoltre presente che la sala motori è dotata di sistema di areazione che permette notevoli ricambi d'aria in modo da evitare, nel caso di eventuali fughe, la creazione di zone sature di gas metano.

6.2.1.3 Prestazioni impianto e Consumo di combustibile e altre materie ausiliarie

Nella seguente tabella sono riassunti i principali parametri che caratterizzano le prestazioni del singolo motore e dell'intera centrale considerando un funzionamento massimo di 3.000 ore/anno.

Tabella 25: BL1 – Prestazioni e consumi centrale a gas naturale

Motori W16V34SG	INPUT	PRODUZIONE	RENDIMENTO	CONSUMI	
	Potenza termica di combustione (A)	Potenza elettrica nominale (B)	Elettrico (C = B/A)	Consumo gas metano	
	MWt	MWe	%	Sm ³ /h	Sm ³ /g
01	17,022	7,832	46	1.600	38.400
02	17,022	7,832	46	1.600	38.400
03	17,022	7,832	46	1.600	38.400
TOTALE	51,067	23,496	46	4.800	115.200

Il consumo annuo di gas naturale della centrale BL1 alla massima capacità produttiva considerata (3.000 h/anno), è di circa 14.400.000 Sm³/anno a cui corrisponde una produzione di energia elettrica lorda pari a circa 70.488 MW_eh/anno.

Oltre al combustibile, le principali materie prime utilizzate sono gli oli lubrificanti e la soluzione di urea al 40%, utilizzata nell'impianto DeNOX SCR. Nella configurazione di progetto, per entrambe si prevede una diminuzione dei consumi annui, come di seguito riportato. Si fa presente che tale diminuzione, rispetto alla configurazione attuale, si avrebbe anche considerando un funzionamento a massimo carico, ossia a 8.600 h/anno di funzionamento. Pertanto il risparmio è ancor più significativo considerando un funzionamento massimo di 3.000 h/anno.

Tabella 26: BL1 – Consumo materie prime ausiliarie nella configurazione di progetto

	Urea t/anno	Olio lubrificante t/anno
Configurazione attuale	2.800	110
Configurazione di progetto (a pieno regime – 8.600 h/anno)	310	100
Configurazione di progetto (a pieno regime – 3.000 h/anno)	108	35

Per quanto riguarda l'urea al 40% in soluzione, per ottenere un valore di 30 mg/Nm³ di NO_x al camino (concentrazione riferita a fumi secchi e al 15% di O₂), si stima un consumo medio di urea pari a circa 0,012 t/h per motore, per un totale, nello scenario di riferimento (3.000 ore di esercizio all'anno), pari a circa 108 t/anno.

Relativamente all'olio lubrificante, si stima un consumo per motore di circa 0,5 g/kW, che nella configurazione di progetto (3.000 h/anno di funzionamento) comporta un consumo complessivo di circa 35 t/anno.

6.2.1.4 Consumi idrici

I consumi idrici di tipo industriale, ossia di acqua deionizzata per la produzione di vapore, resteranno invariati (circa 118.500 m³/anno) e, come nello stato attuale, tale fabbisogno verrà soddisfatto da Casa Olearia Italiana SpA.

Spillamenti di vapore e di acqua calda sono saranno utilizzati per autoconsumo e per la produzione della soluzione di urea.

6.2.1.5 Emissioni in atmosfera

Il sistema di abbattimento delle emissioni e il sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) di ogni motore non subiranno sostanziali variazioni. Dopo il recupero termico, i fumi vengono rilasciati in atmosfera attraverso n. 3 camini denominati **E2 - IGE, E3 - IGE e E4 - IGE** (ognuno a servizio di un motore), inglobati in un unico involucro metallico.

Nella configurazione di progetto, le emissioni avranno le seguenti caratteristiche.

Tabella 27: BL1 – Emissioni nella configurazione di progetto (E2-IGE, E3-IGE, E4-IGE)

Parametro	Gas naturale
Portata aeriforme (dato normalizzato sul secco all'ossigeno di riferimento del 15%)	70.000 Nm ³ /h
Temperatura aeriforme	250 °C
temperatura fumi in caso di fermo della cogenerazione	340 °C
Durata emissione	3.000 h/anno
Altezza dal suolo della sezione di uscita del condotto di scarico	45m
Area della sezione di uscita del condotto di scarico	0,79 m ²

Il sistema di abbattimento delle emissioni su ogni motore sarà sempre costituito da 4 stadi catalitici di cui 3 relativi al DeNOx SCR, con aggiunta di urea come riducente, e uno di ossidazione.

Come unica modifica rispetto allo stato attuale, si prevede la sostituzione dei catalizzatori ossidanti di tipo ceramico, con catalizzatori ossidanti anche di tipo metallico che garantiscono prestazioni migliori.

Il **catalizzatore ossidante**, ubicato dopo il DeNOx SCR, trasforma l'ossido di carbonio e l'eventuale formaldeide (CH₂O) e composti organici incombusti in diossido di carbonio. I catalizzatori sono dei supporti metallici (lamine) di acciaio INOX ricoperte dallo strato attivo a base di metalli nobili (ad esempio platino, palladio, etc.) eventualmente contenuti anche ossidi metallici.

Il catalizzatore è composto da diversi componenti: l'alloggiamento, i substrati del catalizzatore e l'ingresso e uscita delle flange di connessione.

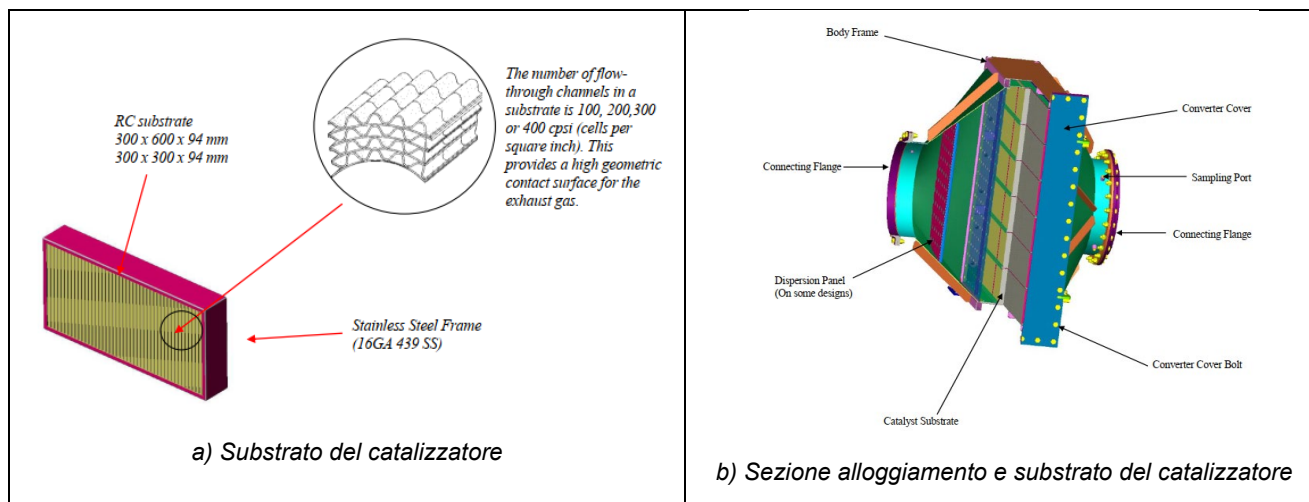


Figura 58: BL1 – Immagine illustrativa dell'impianto di abbattimento delle emissioni

I limiti e la frequenza di monitoraggio proposti per l'esercizio della centrale BL1 nella configurazione di progetto sono riportati nella tabella seguente. Tali limiti sono stati individuati considerando i livelli di emissioni in atmosfera associati alle migliori tecniche disponibili per tali tipologie di impianto, come riportati al Capitolo 4.1 delle Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione ("Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017 che stabilisce le Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione [notificata con il numero C(2017) 5225]") pubblicate in data 17/08/2017 sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea.

Tabella 28: BL1 – Concentrazioni limite degli inquinanti nella configurazione di progetto

Parametri da monitorare	Concentrazioni limite degli inquinanti*	Frequenza di monitoraggio
	mg/Nm ³	
CO	60	Continuo (media giornaliera)
NOx (come NO ₂)	30	Continuo (media giornaliera)
SO ₂	Parametro conoscitivo	Continuo (media giornaliera)
SO ₃	Parametro conoscitivo	Annuale
CH ₄	500	Annuale
CH ₂ O	5	Annuale
NH ₃	5	Annuale

**riferita a fumi normalizzati, secchi e al 15% di O₂*

i limiti di emissione monitorati in continuo sono considerati rispettati se la valutazione dei risultati evidenzia che nelle ore operative (D.Lgs. 46/2014), durante un anno civile, nessun valore medio giornaliero supera il valore limite di emissione ed il 95% di tutti i valori medi orari convalidati nell'arco dell'anno non supera il limite orario

I sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) in atmosfera, già installati sui camini, misureranno i seguenti parametri: portata fumi, % ossigeno, temperatura, pressione, NO_x, CO, SO₂ (come parametro conoscitivo). Il controllo di qualità degli SME sarà effettuato in conformità alla UNI EN 14181:2015 (QAL2, QAL3 e AST).

Lungo le tubazioni di convogliamento dei fumi a valle di ogni motogeneratore (prima del sistema di trattamento delle emissioni e prima della caldaia a recupero), saranno inseriti come elementi di sicurezza n.2 dischi di rottura, le cui emissioni non sono soggette ad autorizzazione ai sensi dell'art. 272, comma 5 del D.Lgs. n.152/2006.

Infine è prevista l'installazione di un gruppo elettrogeno di emergenze da 300 kW alimentato a gasolio che potrebbe entrare in funzione solo in caso di disalimentazione elettrica a livello nazionale (cfr. T.2.2 del progetto). Anche tale punto di emissione non è soggetto ad autorizzazione ai sensi dell'art.2.272, comma 5 del D.Lgs. n.152/2006.

6.2.1.6 Rifiuti

Come nello stato attuale, l'azienda provvederà al deposito temporaneo dei rifiuti in appositi contenitori e alla cessione per la raccolta e il trasporto a ditte autorizzate per il conferimento a recupero e/o smaltimento a impianti autorizzati.

Le principali tipologie di rifiuti derivanti dall'esercizio della centrale BL2 sono:

- ✓ **Catalizzatori esauriti** del sistema di abbattimento delle emissioni in atmosfera (**EER 160803**);
- ✓ **Emulsioni** di oli lubrificanti (**EER 130802**).

Ulteriori rifiuti di processo sono costituiti da residui dalla manutenzione degli impianti fissi e mobili.

6.2.1.7 Scarichi acque reflue

Sono di due tipologie:

- ✓ Acque reflue assimilabili alle domestiche derivanti dai servizi igienici degli uffici e degli spogliatoi. Il punto di scarico di tali reflui è indicato con la sigla **SF2 - IGE**, nel quale confluiscono anche i reflui assimilabili ai domestici di BS1 e BL2. Non è prevista alcuna modifica rispetto allo stato di fatto
- ✓ Acque di spillamento caldaie. Se non utilizzate per la produzione della soluzione di urea, verranno inviate in testa all'impianto di osmosi per la produzione di acqua deionizzata a servizio

degli impianti BS1 e BL2 e in ultimo in caso di fermo di questo impianto di osmosi scaricate in fogna nel punto **SF1 – IGE**, ove confluiscono anche gli scarichi di BS1 e BL2. Si stima una portata di scarico complessiva, derivante dalla centrale BL1, pari a circa 1 m3/h.

6.2.1.8 Acque meteoriche

Per quanto riguarda lo scarico delle acque meteoriche, nella configurazione di progetto, resterà tutto invariato rispetto allo stato attuale (cfr. Par. 4.1.1.7).

6.2.1.9 Rumore

Le sorgenti di rumore saranno le medesime dello stato attuale.

Per la verifica del rispetto dei limiti previsti in AIA n.323/2022 si rimanda allo **Studio Previsionale di Impatto Acustico**, dal quale si evince che la rumorosità ambientale prevista dalla conversione a gas della centrale BL1 rientra nei limiti massimi consentiti.

6.2.2 IMPIANTO BL2 – CONFIGURAZIONE DI PROGETTO

Una volta avvenuta la sostituzione dei motogeneratori ed effettuati tutti i lavori di connessione, come descritto nel capitolo relativo alla fase di cantiere, la centrale BL2, a ciclo combinato, sarà costituita da n. 6 accoppiamenti motori endotermici/generatori di tensione alimentati a gas naturale per la produzione di energia elettrica, aventi una **capacità termica per motore di 39,188 MWt, alla quale si aggiunge, come nello stato attuale, il recupero energetico dai fumi di 2,37 MWt, per una potenza termica complessiva di 249,348 MWt.**

I nuovi motori e i rispettivi generatori, avendo dimensioni e pesi paragonabili a quelli attualmente in esercizio, verranno posizionati sui basamenti esistenti senza la necessità di realizzare modifiche di natura strutturale.

Nella configurazione di progetto, ad esclusione del combustibile utilizzato, il ciclo produttivo resterà sostanzialmente invariato e, come per lo stato attuale, sarà di tipo combinato.

6.2.2.1 Descrizione della linea produttiva

La centrale BL2 può lavorare a ciclo continuato sulle 24 ore per tutto l'anno, con un'ipotesi di impiego di circa 3.000 ore/anno e un programma di due fermate/anno per manutenzione programmata. Nel caso di fermate, è necessaria circa mezz'ora dal momento della progressiva riduzione dell'alimentazione di gas naturale allo spegnimento effettivo di ogni motore.

Per la rimessa in esercizio dell'impianto ed il raggiungimento delle condizioni ottimali di esercizio è necessario un tempo di 1 ora dal momento dell'accensione.

I nuovi motori endotermici alimentati a gas metano hanno le seguenti caratteristiche (cfr. All.4 al progetto):

- ✓ Marca: **Wartsila;**
- ✓ Modello: **W18V50SG;**
- ✓ Tipo: **Sovralimentati a quattro tempi ed iniezione diretta;**
- ✓ Configurazione: **a V;**
- ✓ Potenza termica nominale: **39,188 MW;**
- ✓ Numero di cilindri: **18;**
- ✓ Potenza all'albero motore: **18.810 kW**

Come per la configurazione attuale, ogni motore endotermico è accoppiato al generatore sincrono trifase composto da un alternatore utilizzato in continuo per produrre l'energia elettrica, avente le seguenti caratteristiche:

- ✓ Marca: **ABB;**
- ✓ Tipo: **trifase a poli salienti, brushless**
- ✓ Potenza nominale: **20.482 kVA;**
- ✓ Fattore di potenza: **0,9;**
- ✓ Potenza elettrica nominale: **18.434 kW**
- ✓ Tensione: **11.000V;**
- ✓ Frequenza: **50Hz;**
- ✓ Velocità: **750 rpm**
- ✓ Rendimento p.f. 0.8: **98,0 %;**
- ✓ Classe di isolamento/temperatura: **F/F;**
- ✓ Protezione: **IP23;**
- ✓ Connessione: **Y;**
- ✓ Tipo: **AMG 1600SS12 DSE.**

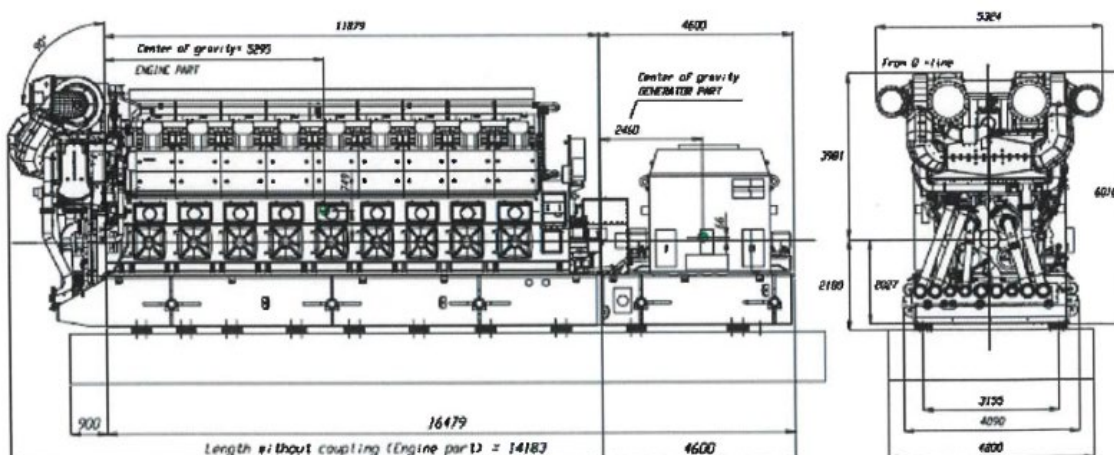


Figura 59: BL2 – Schema tipo del motore endotermico a gas naturale

La macchina è costituita da una parte cava fissa, chiamata statore, al cui interno ruota una parte cilindrica calettata sull'albero di rotazione, detta rotore. Sullo statore sono presenti gli avvolgimenti elettrici su cui vengono indotte le forze elettromotrici che sosterranno la corrente elettrica prodotta.

Il rotore genera un campo magnetico rotante per mezzo di elettromagneti che, nel caso di alternatore trifase a due poli, si compone di n. 6 elettromagneti che sono a loro volta opportunamente alimentati. Tutte le componenti a valle del generatore, quali le tubazioni dei gas di scarico, il sistema di abbattimento delle emissioni, la caldaia a recupero ed inoltre i sistemi di aspirazione, raffreddamento, distribuzione di aria e preparazione dell'urea e la sala comandi non verranno sostituite.

Come per lo stato attuale, l'attribuzione della qualifica di ciclo combinato al processo è data dall'ulteriore modalità di produzione di energia elettrica, in aggiunta a quella ottenuta dall'accoppiamento motore/generatore sincrono, costituita dal recupero termico del calore contenuto nei fumi previo surriscaldamento della corrente gassosa, sfruttando un ciclo Rankine identico a quello già esistente in quanto non subirà alcuna modifica.

6.2.2.2 Impianti ausiliari

Nella configurazione di progetto, gli impianti ausiliari funzionali all'esercizio della centrale BL2 sono i seguenti.

UNITÀ DI TRATTAMENTO DEL GAS METANO

Nella configurazione di progetto, tale unità verrà sostituita con una idonea ai nuovi motogeneratori alimentati a gas metano. Il gas arriva ai motori attraverso una rampa dedicata denominata "Compact Gas Ramp" (CGR) che provvede ad alimentare i motori con gas naturale alla corretta pressione, temperatura e grado di filtrazione. Esso comprendente:

- ✓ Filtrazione;

- ✓ Valvole di riduzione di pressione;
- ✓ Valvole shut – off di emergenza;
- ✓ Valvole di sfiato.

UNITÀ DI LUBRIFICAZIONE E RAFFREDDAMENTO

Questa unità è la medesima dello stato attuale in quanto idonea anche per la configurazione di progetto a gas metano.

Tutte le componenti interne del motore vengono lubrificate attraverso una rete di condotti e canalizzazioni, in cui l'olio minerale viene pompato ad alta pressione.

Il sistema di lubrificazione si compone di un circuito comune di alimentazione dallo stoccaggio dell'olio ai singoli motori e di un circuito di scarico dell'olio usato, che viene raccolto in cisternette/fusti e avviato allo staggio.

A servizio della centrale BL2 vi è un deposito olio lubrificante composto da un serbatoio metallico posto all'interno di una vasca di contenimento, fuori terra, ad asse verticale da 200,00 m³.

Di seguito è schematizzato il circuito tipo di lubrificazione motore.

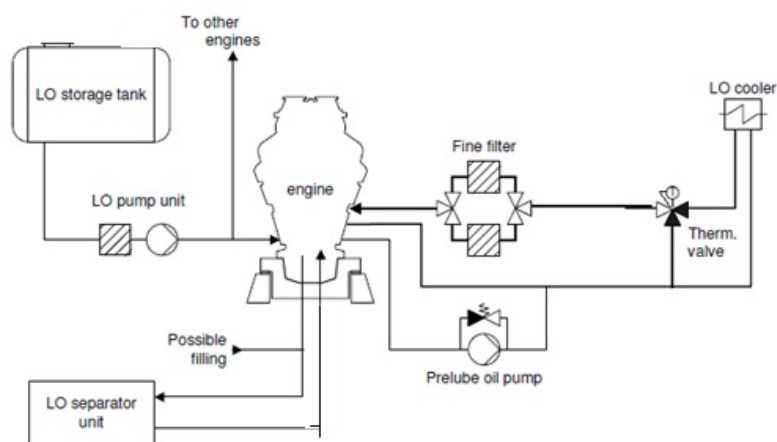


Figura 60: BL2 – Sistema di lubrificazione e raffreddamento.

CIRCUITO DI RAFFREDDAMENTO DEI MOTORI

Questo circuito è il medesimo dello stato attuale essendo idoneo anche per la configurazione di progetto a gas metano.

Ogni motore è dotato di un proprio sistema di raffreddamento costituito da:

- ✓ il circuito ad alta temperatura (HT), che comprende il circuito primario del motore e il primo stadio del refrigerante delle turbosoffianti;
- ✓ il circuito a bassa temperatura (LT), che comprende il secondo stadio del refrigerante delle turbosoffianti e il refrigerante dell'olio lubrificante;

✓ il circuito di refrigerazione dei seggi valvole.

Il circuito HT raffredda l'aria di sovralimentazione (nel caso del doppio stadio di refrigerazione dell'aria), le testate cilindri e le camicie. Il circuito LT raffredda l'aria di sovralimentazione e l'olio lubrificante. Entrambi i circuiti sono connessi agli scambiatori principali di calore.

L'acqua nel circuito HT deve essere preriscaldata prima dell'avvio motore; ogni motore è quindi provvisto di un sistema riscaldatore/elettropompa per il preriscaldamento dell'acqua. Il circuito acqua preriscaldamento motore è dotato di una valvola di non ritorno per evitare reflussi di acqua.

Durante le manutenzioni, l'acqua contenuta in ciascun motore può essere scaricata in un serbatoio di centrale da 20 m³ e quindi ricaricata a fine manutenzione.

Di seguito è riportato lo schema del sistema di raffreddamento del motore.

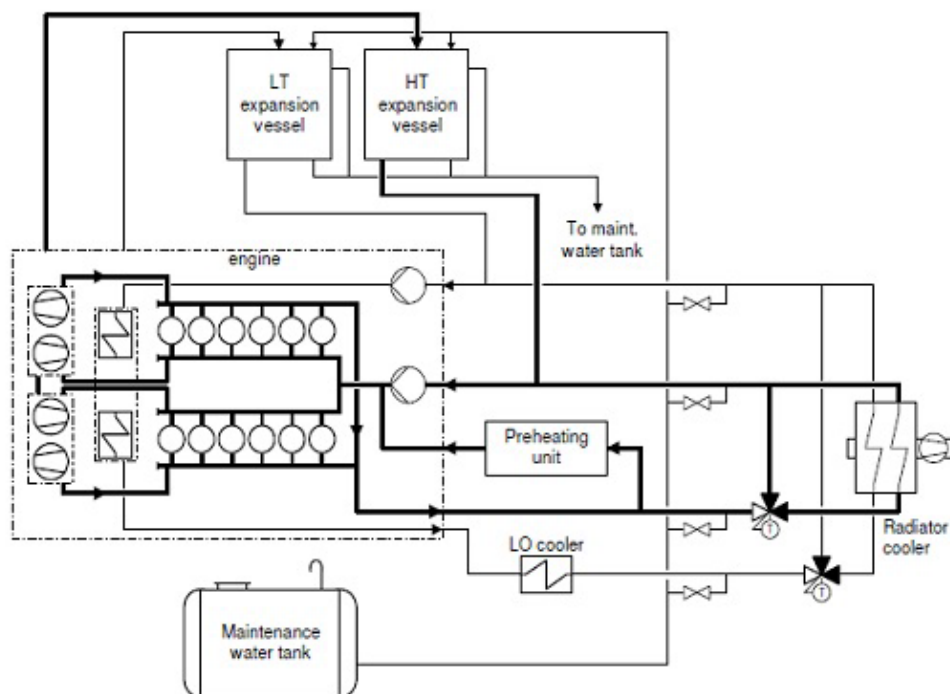


Figura 61: BL2 – Sistema di raffreddamento ad acqua dei motori.

DISTRIBUZIONE DI ARIA IN FASE DI AVVIAMENTO E A RÈGIME

Questa unità non subirà modifiche rispetto allo stato attuale.

I motori si avviano mediante immissione di aria compressa alla pressione nominale di 30 bar all'interno della camera. L'avvio è effettuato per mezzo di iniezione diretta di aria nei cilindri attraverso le valvole aria avviamento nelle testate dei cilindri. La valvola aria avviamento principale può essere azionata sia manualmente che elettricamente. L'aria compressa di avviamento a 30 bar è prodotta da alcuni elettrocompressori e accumulata in bombole interconnesse con i motori.

In caso di mancanza di energia elettrica, gli elettrocompressori saranno alimentati con un gruppo elettrogeno di emergenza da 300 kW a gasolio.

Esiste, inoltre, un circuito separato di aria compressa a 7 bar, per fornire l'aria di controllo alla strumentazione. In condizioni di esercizio a regime, il compressore delle turbosoffianti immette aria comburente nei cilindri attraverso il refrigerante aria. Il motore è equipaggiato con due turbosoffianti uno per bancata. L'aria di combustione, prima di essere immessa nel motore, è filtrata con dei pannelli che si muovono verticalmente, grazie a un motore elettrico, e quindi si immergono in un bagno d'olio per la rimozione delle polveri.

IMPIANTO DI PREPARAZIONE SOLUZIONE DI UREA

Tale impianto è il medesimo dello stato attuale e può essere utilizzato anche per la produzione di soluzione di urea per la centrale BL1.

L'impianto è costituito da N.3 serbatoi metallici fuori terra, N. 2 per l'urea solida e N.1 per la soluzione di urea liquida al 40%.

L'urea solida è scaricata mediante trasferimento pneumatico dall'autobotte all'alto del serbatoio. Lo stesso serbatoio e la linea di carico sono dotati di appositi filtri depolveratori che vengono azionati durante le operazioni di carico.

La preparazione della soluzione avviene immettendo nel miscelatore acqua a 90°C e quindi urea in polvere estratta dai serbatoi di stoccaggio con coclee e celle di carico. La soluzione al 40% è inviata a mezzo pompe centrifughe ad un serbatoio di stoccaggio a servizio dell'impianto DeNOx e da qui, con pompe dosatrici viene inviata ai pannelli di dosaggio ove, a mezzo di lance di miscelazione con aria compressa, è iniettata nella corrente fumi di combustione.

IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ACQUA DEIONIZZATA

Tale impianto non subirà modifiche.

L'acqua deionizzata, necessaria per il circuito di produzione del vapore, viene prodotta in un impianto costituito da due stadi in serie, il primo comune con BS1, il secondo dedicato alla sola centrale BL2 (esiste un secondo stadio autonomo anche per la centrale BS1). Il primo stadio è alimentato da un serbatoio di stoccaggio da 1.500 m³ nel quale confluisce l'acqua proveniente da AQP, il blowdown dei circuiti termici e il concentrato dell'osmosi inversa del secondo stadio di BL2 e di BS1 e lo spurgo caldaie di BL1. Il primo stadio è costituito da filtrazione a carboni attivi e osmosi inversa. Il permeato è accumulato in un serbatoio da 30 m³ che alimenta il secondo stadio di BL2 e il secondo stadio di BS1, mentre il concentrato viene inviato allo scarico.

Il secondo stadio di BL2 è costituito da:

- ✓ filtro a carboni attivi per la dechlorazione dell'acqua di rete;

- ✓ impianto di addolcimento a resine a scambio ionico. Le resine devono essere periodicamente rigenerate con soluzione di cloruro di sodio;
- ✓ impianto di osmosi inversa che produce un permeato pari a circa il 65/70% dell'acqua in ingresso. Il concentrato residuo viene inviato nel serbatoio di stoccaggio di acqua grezza, in testa al primo stadio. Nel caso in cui non venga riutilizzato, vi è la possibilità di inviarlo allo scarico
- ✓ cella di deionizzazione rivestita in "ContiPur", contenente una membrana elettrochimica che consente di deionizzare ulteriormente il permeato dell'osmosi e portarlo a una conducibilità residua di 0,065 pS/cm.
- ✓ Filtro a letto misto autorigenerante,
- ✓ Vasca di omogeneizzazione ed equalizzazione delle acque di rigenerazione delle resine a scambio ionico, in comune con la centrale BS1.

IMPIANTO DI PREVENZIONE INCENDI

Tale impianto non subirà modifiche.

L'attività della centrale BL2 è soggetta alle disposizioni ex DMI 16 febbraio 1982 per le seguenti attività ora assorbite nel DPR 1 agosto 2011, n.151:

- ✓ Attività 64 Gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria con motori endotermici di potenza complessiva superiore a 25 Kw per potenza complessiva superiore a 100 kW
- ✓ Attività 17 Depositi e/o rivendite di oli lubrificanti, di oli diatermici e simili per capacità superiore a 1m³ per quantitativi superiori a 25 m³.

La protezione antincendio prevista **nella sala motori** ha lo scopo di estinguere eventuali incendi che interessino uno o più motogeneratori, utilizzando un impianto automatico composto da idranti del tipo a pompa fissa ad avviamento automatico, alimentati da miscela acqua-schiuma del tipo a Bassa Espansione, prelevata da una vasca di accumulo.

Nella restante parte della centrale è presente un impianto attivo di prevenzione incendi ad acqua composto da idranti del tipo a pompa fissa e avviamento automatico, collegati a vasca di accumulo. Gli impianti antincendio hanno un impianto di pompaggio dedicato.

La centrale ha a disposizione una vasca di accumulo della capacità di 752 m³, superiore a quanto richiesto per il funzionamento in condizione idraulica più favorevole e a quanto specificato dalla norma UNI 10779.

La rete idrica antincendio è completamente interrata ed è costituita da una maglia chiusa ad anello esterno con tubazioni di polietilene a bassa densità tipo PE 80 - PN 12.5 de 160, alla quale sono collegati gli idranti esterni e interni.

Le bocche antincendio DN 45, installate a protezione interna, e DN 70, a protezione esterna, corredate di regolari manichette in nylon e lance in rame con bocchettone ed ugello in ottone, sono posizionate in modo da poter raggiungere tutti i punti dell'attività. Più precisamente sono ubicate in prossimità dell'impianto in cui saranno presenti i gruppi elettrogeni:

- ✓ n.17 idranti DN 70 soprassuolo;
- ✓ n.12 idranti DN 45;
- ✓ n.1 attacco doppio V.V.F. DN 70.

A servizio delle **aree esterne** ci sono n.7 impianti a schiuma mobili schiuma da 200 l (lance carrellate). Le pompe antincendio previste sono in grado di erogare una portata di 3600 l/min con una prevalenza massima di 7 bar e, quindi, in grado di soddisfare il funzionamento del gruppo mobile a schiuma.

Sono anche disponibili estintori in numero tale che almeno uno possa essere raggiunto con un percorso non superiore a 20 o 15 m circa, ne consegue che la distanza fra gruppi di estintori sarà di 40 o 30 m circa. Per la determinazione del numero di estintori installati e loro capacità si fa riferimento ai criteri previsti in National Fire Code n° 10 - NFPA (U.S.A.) e al D.M. 10 marzo 1998 (allegato V).

SISTEMI DI REGOLAZIONE, CONTROLLO E SICUREZZA

L'esercizio della centrale BL2 è regolato da sistemi di controllo e gestione delle diverse unità, finalizzati a garantire elevati standard di sicurezza. I principali sistemi sono i seguenti:

➤ **Controllo sicurezza esercizio motori**

Allo stato attuale sono già presenti i seguenti dispositivi di sicurezza, che risultano idonei anche per la configurazione di progetto a gas metano:

1. arresto automatico del motore sia per l'eccesso di temperatura dell'acqua di raffreddamento che per la caduta di pressione dell'olio lubrificante;
2. intercettazione automatica del flusso di combustibile per arresto del motore o per mancanza di corrente elettrica. L'intervento del dispositivo di arresto provoca anche l'esclusione della corrente elettrica dai circuiti di alimentazione ad eccezione dell'illuminazione del locale.

➤ **Sistemi di sicurezza – Disco di rottura**

Nella configurazione di progetto a gas metano saranno installati come nuovi sistemi di sicurezza delle valvole di sicurezza a dischi di rottura, già descritti per la centrale BL1.

Per salvaguardare i sistemi di trattamento delle emissioni e gli scambiatori di calore, posti a valle dei motogeneratori, lungo la tubazione di scarico dei fumi di ogni motore verranno installate n.2 valvole di sicurezza. Le eventuali emissioni di tali valvole non sono soggette ad autorizzazione ai sensi dell'art.2.272, comma 5 del D.Lgs. n.152/2006.

➤ **Impianto di rilevazione incendi**

Allo stato attuale è già presente un idoneo sistema automatico fisso di rilevazione incendi costituito da rivelatori automatici puntiformi d'incendio, da punti manuali di segnalazione, da una centrale di controllo e segnalazione e dalle alimentazioni. L'impianto è stato progettato in accordo alla UNI 9795 e la sua realizzazione e manutenzione viene effettuata tenendo conto di quanto prescritto dalla suddetta norma.

Si prevede l'installazione anche di un impianto di rilevazione di gas metano che lancerà un segnale di allarme intervenendo sulle elettrovalvole di alimentazione del gas interrompendone il flusso. Si precisa che la sala motori è dotata di sistema di areazione che permette notevoli ricambi d'aria tali da evitare, nel caso di eventuali fughe, la creazione di zone sature di gas metano.

6.2.2.3 Prestazioni impianto e Consumo di combustibile e altre materie ausiliarie

Nella seguente tabella sono riassunti i principali parametri che caratterizzano le prestazioni del singolo motore e dell'intera centrale considerando un funzionamento massimo di 3.000 ore/anno.

Il consumo annuo di gas naturale complessivo della centrale BL2 nello scenario di progetto, alla capacità produttiva scelta, è di circa 70.080.000 Sm³/anno.

La produzione di energia elettrica lorda annua dei motogeneratori della centrale BL2, alla capacità produttiva è pari a circa 331.812 MW_eh/anno.

Con le stesse modalità e impianti presenti nella configurazione attuale, considerato che la centrale BL2 è a "ciclo combinato", vi è un'ulteriore produzione di energia elettrica in aggiunta a quella ottenuta dall'accoppiamento motore/generatore sincrono, costituita dal recupero termico del calore contenuto nei fumi, previo surriscaldamento della corrente gassosa. Ogni motore è dotato di un proprio surriscaldatore installato sulla tubazione di scarico. Le emissioni surriscaldate passano attraverso delle caldaie (scambiatori di calore) di produzione di vapore che, sfruttando un ciclo Rankine a vapor d'acqua, muove una turbina producendo energia elettrica.

La potenza elettrica nominata di tale turbina è pari a 13 MWe, pertanto è prevista una produzione di

energia elettrica (per 3.000 ore/anno), di 39.000 MW_e/h/anno.

Per quanto attiene specificatamente la potenzialità di recupero del calore, i surriscaldatori hanno una potenza termica nominale di 2,37 MWt ciascuno, pari a una potenza termica complessiva di 14,22 MWt. Per il funzionamento di tali n.6 surriscaldatori, è previsto un consumo di gas metano pari a circa 3.5000.000 Sm³/anno.

Tabella 29: BL2- Prestazioni e consumi centrale a gas naturale

Motori W18V50SG	INPUT	PRODUZIONE	RENDIMENTO	CONSUMI	
	Potenza termica di combustione (A)	Potenza elettrica nominale (B)	Elettrico (C = B/A)	Consumo gas metano	
	MWt	MWe	%	Sm ³ /h	Sm ³ /g
051	39,188	18,434	47	3.700	88.800
061	39,188	18,434	47	3.700	88.800
071	39,188	18,434	47	3.700	88.800
081	39,188	18,434	47	3.700	88.800
091	39,188	18,434	47	3.700	88.800
101	39,188	18,434	47	3.700	88.800
TOTALE Motogeneratori	235,128	110,604	47	22.200	532.800
N.6 Surriscaldatori	14,22	/	/	1.160	27.840
Turbina	/	13	/	/	/
TOTALE	249,348	123,604		23.360	560.640

Oltre al combustibile, le principali materie prime utilizzate per l'esercizio della centrale sono gli oli lubrificanti utilizzati per la lubrificazione delle parti mobili di motore e turbocompressore, e urea (in soluzione acquosa al 40%), utilizzata nell'impianto SCR per la riduzione degli ossidi di azoto.

Per entrambe le materie sopra indicate, nella configurazione di progetto, si prevede una diminuzione dei consumi annui come riportato nella tabella seguente. Si fa presente che tale diminuzione, rispetto

alla configurazione attuale, si avrebbe anche considerando un funzionamento a massimo carico, ossia a 8.600 h/anno di funzionamento. Pertanto il risparmio è ancor più significativo considerando un funzionamento massimo di 3.000 h/anno.

Tabella 30: BL2 – Consumo materie prime ausiliarie nella configurazione di progetto

	Urea t/anno	Olio lubrificante t/anno
Configurazione attuale	7.355	650
Configurazione di progetto (a pieno regime – 8.600 h/anno)	1.290	480
Configurazione di progetto (a pieno regime – 3.000 h/anno)	450	170

Per quanto riguarda l'urea al 40% in soluzione acquosa, per ottenere un valore di 30 mg/Nm³ di NOx al camino (concentrazione riferita a fumi secchi al 15% di O₂), si stima un consumo medio di urea pari a circa 0,025 t/h per motore, per un totale alla massima capacità produttiva (3.000 ore di esercizio all'anno) pari a circa 450 t/anno di urea solida.

Relativamente all'olio lubrificante, si stima un consumo per motore di circa 0,5 g/kW, che nella configurazione di progetto (3.000 h/anno di funzionamento) comporta un consumo complessivo di circa 170 t/anno.

6.2.2.4 Consumi idrici

Nella configurazione di progetto, per l'esercizio della centrale BL2 si prevede una riduzione dei consumi idrici di tipo industriale, prelevati dalla rete dell'Acquedotto Pugliese. Tale riduzione è proporzionale al minor numero di ore di funzionamento annuo degli impianti BL1 e BL2 e al minor consumo di urea in soluzione al 40%, così come evidenziato nel paragrafo precedente.

Allo stato attuale, era stimato un consumo idrico industriale complessivo per IGE (produzione di vapore, raffreddamento, produzione di acqua deionizzata ecc..) pari a circa 120.000 m³/anno, mentre nella configurazione di progetto si stima un consumo complessivo pari a circa 50.500 m³/anno.

6.2.2.5 Emissioni in atmosfera

Ogni motore è già dotato di sistema di abbattimento degli ossidi di azoto e dell'ossido di carbonio nonché di sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME) che risultano adeguati anche

nella configurazione a gas metano. Dopo il recupero termico i fumi vengono rilasciati in atmosfera attraverso i n.6 camini già esistenti (**E5 – IGE ÷ E10 – IGE**).

Nella configurazione di progetto, le emissioni avranno le seguenti caratteristiche.

Tabella 31: BL2 – Emissioni nella configurazione di progetto (E5-IGE ÷ E10-IGE)

Parametro	Gas naturale
Portata aeriforme (dato normalizzato sul secco all'ossigeno di riferimento del 15%)	150.000 Nm ³ /h
Temperatura aeriforme	180 °C
temperatura fumi in caso di fermo della cogenerazione	340 °C
Durata emissione	3.000 h/anno
Altezza dal suolo della sezione di uscita del condotto di scarico	60 m
Area della sezione di uscita del condotto di scarico	1,54 m ²

Come unica modifica rispetto allo stato attuale, **si prevede la sostituzione del catalizzatore ossidante di tipo ceramico, con un catalizzatore ossidante anche di tipo metallico, di caratteristiche simili a quanto già descritto per BL1, che garantisce prestazioni migliori.**

I limiti e la frequenza di monitoraggio per gli inquinanti emessi, proposti per l'esercizio della centrale BL2 nella configurazione di progetto, sono riportati nella tabella seguente. Tali limiti sono stati individuati considerando i livelli di emissioni in atmosfera associati alle migliori tecniche disponibili per tali tipologie di impianto riportati al Capitolo 4.1 delle Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione ("Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017 che stabilisce le Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione [notificata con il numero C(2017) 5225]") pubblicate in data 17/08/2017 sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea.

Tabella 32: BL2 – Concentrazioni limite degli inquinanti nella configurazione di progetto

Parametri da monitorare	Concentrazioni limite degli inquinanti*	Frequenza di monitoraggio
	mg/Nm ³	
CO	60	Continuo (media giornaliera)
NOx (come NO ₂)	30	Continuo (media giornaliera)
SO ₂	Parametro conoscitivo	Continuo (media giornaliera)

SO ₃	Parametro conoscitivo	Annuale
CH ₄	500	Annuale
CH ₂ O	5	Annuale
NH ₃	5	Annuale

**riferita a fumi normalizzati, secchi e al 15% di O₂*

** i limiti di emissione monitorati in continuo sono considerati rispettati se la valutazione dei risultati evidenzia che nelle ore operative (D.Lgs. n.46/2014), durante un anno civile, nessun valore medio giornaliero supera il valore limite di emissione ed il 95% di tutti i valori medi orari convalidati nell'arco dell'anno non supera il limite orario*

L'esistente SME monitora in continuo: portata fumi, % ossigeno, temperature, pressione, NO_x, CO e come parametro conoscitivo SO₂. Il controllo di qualità per i sistemi di monitoraggio in continuo prevedrà le procedure (QAL2, QAL3 e AST) conformi alla Norma UNI EN 14181:2015.

Infine è prevista l'installazione di un gruppo elettrogeno di emergenze da 300 kW alimentato a gasolio che potrebbe entrare in funzione solo in caso di disalimentazione elettrica a livello nazionale (cfr. T.3.2 del progetto). Anche tale punto di emissione non è soggetto ad autorizzazione ai sensi dell'art 272, comma 5 del D.Lgs. n.152/2006.

6.2.2.6 Rifiuti

Come nello stato attuale, l'azienda provvederà al deposito temporaneo dei rifiuti in appositi contenitori, conformi alla normativa della Parte IV del D.Lgs. n.152/2006, e alla cessione per la raccolta e il trasporto a ditte autorizzate avviandoli ad impianti di recupero e/o smaltimento anch'essi autorizzati.

Le principali tipologie di rifiuti derivanti dall'esercizio della centrale BL2 sono essenzialmente costituite da:

- ✓ **Catalizzatori esauriti (EER 160803)** del sistema di abbattimento delle emissioni in atmosfera;
- ✓ **Acqua di lavaggio degli scambiatori dell'impianto di cogenerazione (codice EER 161002)**. Le pareti esterne dei fasci tubieri degli scambiatori di calore, lambite esternamente dalla corrente gassosa surriscaldata, tendono a sporcarsi con ripercussioni negative sul ciclo rankine. È quindi necessario effettuare il lavaggio periodico;
- ✓ **Emulsioni (EER 130802)**. Trattasi di emulsione liquida degli oli di lubrificazione.

Ulteriori rifiuti potranno essere generati nel corso della manutenzione degli impianti.

6.2.2.7 Scarichi acque reflue

L'impianto è dotato di due reti separate (cfr. T.5 progetto):

- reflui assimilabili ai domestici con scarico **SF2-IGE** (nel quale confluiscono anche i reflui

assimilabili ai domestici di BS1 e BL1);

- reflui industriali con scarico **SF1-IGE** (nel quale attualmente confluiscono anche i reflui industriali della Centrale BS1), giusta autorizzazione n. 1112R/2021 del 22/02/2021. Questi reflui sono costituiti dallo scarto di produzione di acqua osmotizzata e demineralizzata e dallo spurgo dei circuiti termici, quando non riutilizzati.

In relazione ad un funzionamento massimo degli impianti BL1 e BL2 pari a 3.000 ore/anno, si prevede una riduzione del volume complessivo di scarico, dagli attuali 51.000 m³/anno a 25.000 m³/anno. Tale riduzione è dovuta al minor numero di ore di funzionamento annuo degli impianti BL1 e BL2 e al minor consumo di acqua da impiegarsi per la produzione della soluzione di urea e quindi di permeato da avviare allo scarico.

6.2.2.8 Acque meteoriche

Per quanto riguarda lo scarico delle acque meteoriche, nella configurazione di progetto, resterà tutto invariato rispetto allo stato attuale.

6.2.2.9 Rumore

Le sorgenti di rumore saranno le stesse dello stato attuale, così come elencate al paragrafo 4.1.2.8. Come dichiarato dal costruttore (cfr. All.5 al progetto), il livello di rumorosità delle varie componenti del motogeneratore sono le medesime sia per lo stato attuale (motori marca Wartsila – modello "W18V46") che per lo stato di progetto (motori marca Wartsila – modello "W18V50SG"), pertanto le rilevazioni fonometriche effettuate per lo stato attuale risultano analoghe anche per la configurazione di progetto. Da tali rilevazioni si evince il rispetto del limite massimo previsto per le zone esclusivamente industriali pari a 70 dB(A), ai sensi di quanto previsto dall'art. 6 del DPCM 01/03/91 (*Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno*), così come autorizzato con AIA n.323/2022. Si rimanda allo **Studio Previsionale di Impatto Acustico** per maggiori approfondimenti.

6.2.3 RETE DI DISTRIBUZIONE GAS METANO

A servizio dello stabilimento vi è una rete di distribuzione di gas metano collegata direttamente alla rete della "SNAM", costituita da:

- ✓ condotta che dalla rete esterna adduce il gas alla cabina di decompressione (condotta di alimentazione);
- ✓ cabina interrata di decompressione metano di Casa Olearia Italiana, con pressione di monte pari a circa 50 bar e pressione di valle pari a circa 8 bar;

- ✓ rete di tubazioni che dalla cabina di decompressione adducono il gas agli apparecchi di utilizzazione (rete di adduzione).

Al fine di consentire **l'aumento della portata oraria dagli attuali 24.000 m³/h (576.000 m³/giorno) a circa 32.000 m³/h (750.000 m³/giorno)** tale cabina sarà interessata da lavori di adeguamento. Inoltre sarà realizzata una nuova linea interna allo stabilimento di adduzione del gas metano, dedicata all'alimentazione delle centrali BL1 e BL2 nella nuova configurazione, da ubicare sul pipe rack esistente.

La condotta di alimentazione è stata progettata, costruita e collaudata secondo le prescrizioni stabilite per la rete esterna ed in particolare:

- ✓ Il tracciato è realizzato in modo da evitare la vicinanza a opere, manufatti, cumuli di materiale ecc., che possano danneggiare la tubazione oppure creare pericoli derivanti da eventuali fughe di gas;
- ✓ Nei tratti fuori terra la tubazione è protetta contro eventuali danneggiamenti;
- ✓ Non passa sotto edifici né li attraversa entrando nel corpo di fabbrica.

La cabina interrata di decompressione metano gestita da Casa Olearia Italiana S.p.A, con pressione di monte pari a circa 50 bar e pressione di valle pari a circa 8 bar, è ospita l'impianti di riduzione della pressione e di misura. Essa è realizzata in c.a. dello spessore di 20 cm, è ubicata in prossimità del muro di cinta dello stabilimento ed è cintata da rete metallica di protezione alta almeno 2 metri, è dotata di aperture disposte in alto di superficie superiore a 1/10 della superficie in pianta e di alcune aperture disposte in basso per consentire la circolazione dell'aria.

Il circuito principale del gas è costituito da tubazioni, valvole, filtri, pezzi speciali, riduttori, contatori ecc. nei quali il gas fluisce per passare dalle condotte poste a monte dell'impianto alle condotte di valle. La cabina sarà dotata inoltre di due caldaie da 0,43 MWt per il riscaldamento del gas in espansione.

La rete di adduzione del gas metano interna allo stabilimento, attualmente presente, giunge ai diversi apparecchi attraverso tubazioni fuori terra posizionate su pipe rack. Dato il notevole aumento di portata oraria necessaria all'esercizio delle centrali BL1 e BL2, verrà realizzata una nuova linea dedicata, avente diametro 250mm, da posizionare su pipe rack esistente.

6.2.4 FASE DI CANTIERE

I lavori necessari per la conversione a gas delle centrali BL1 e BL2 possono essere raggruppati come segue:

- ✓ sostituzione dei gruppi MOTO-GENERATORI.
- ✓ adeguamento della rete GAS interna al sito industriale (in comune alle due centrali);
- ✓ adeguamento della CABINA DI DECOMPRESSIONE GAS (in comune alle due centrali).

6.2.4.1 Sostituzione gruppi motogeneratori BL1

I lavori di sostituzione saranno i seguenti:

- ✓ estrazione dei motori, generatori, unità booster e gruppi moduli di alimentazione attualmente installati dall'interno dell'immobile;
- ✓ trasporto, posizionamento e collaudo dei nuovi motori, generatori e gruppi moduli con rampa compatta per il gas metano;

Sino al fermo dei motori per la sostituzione con i nuovi, la centrale continuerà la produzione secondo l'attuale configurazione autorizzata, con alimentazione a bioliquidi.

ESTRAZIONE DEI MOTORI E SUE COMPONENTI ATTUALMENTE INSTALLATI

Come prima operazione verranno rimosse le strutture modulari del lato nord dell'edificio in cui sono installati i motori, effettuando tagli con mezzi idonei (ad es. sega circolare ad acqua per evitare dispersioni di polveri).

Nella seguente figura è riportato il prospetto nord dell'immobile con indicazione dei moduli prefabbricati che saranno rimossi.

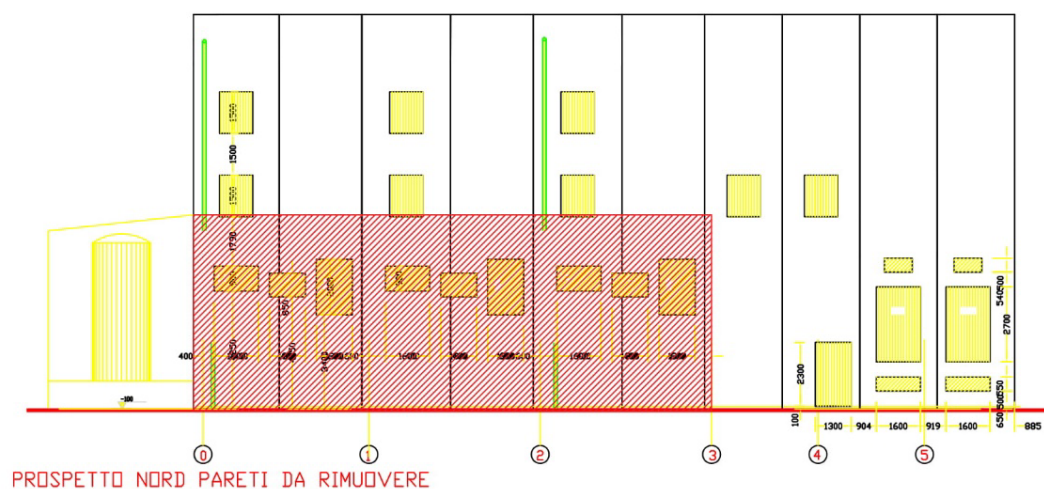


Figura 62: BL1 – Prospetto con moduli da rimuovere

Dopo aver smontato tutti i giunti di collegamento tra i motori e le altre componenti, tramite martinetti idraulici i motori verranno sollevati dal loro basamento e posizionati su rimorchio con ruote.

I motogeneratori, ricoperti con apposito telo sigillante e impermeabile in dotazione dal costruttore, verranno conservati in apposita area, per essere successivamente venduti.

TRASPORTO E POSIZIONAMENTO NUOVI MOTORI

I nuovi motogeneratori giungeranno già completamente assemblati via nave al porto di Monopoli. Il trasferimento dal porto allo stabilimento avverrà come trasporto eccezionale percorrendo per un breve tratto la viabilità urbana e successivamente la S.S. 16 adiacente allo stabilimento.

Giunti presso la centrale verranno posizionati all'interno della sala motori con idonei mezzi di sollevamento e spostamento.

Motori e rispettivi generatori saranno posizionati sui basamenti esistenti. In seguito verranno realizzati tutti i collegamenti e le connessioni necessarie.

Conclusi i montaggi ed effettuati i test di collaudo, si eseguirà una fase di "*Commissioning*" per verificare e documentare la corrispondenza delle prestazioni dell'impianto con gli obiettivi predefiniti.

Al termine delle operazioni si procederà al ripristino della facciata nord dell'edificio con strutture modulari in cemento armato precompresso aventi stesse caratteristiche di quelle originarie.

A completamento dell'opera verrà installato il gruppo elettrogeno di emergenza alimentato a gasolio definito "black starting unit", con la funzione di fornire l'energia elettrica necessaria per la ripartenza dei tre nuovi motogeneratori in caso di black-out della rete nazionale. Il gruppo sarà installato in apposito container coibentato, collegato alla rete di bassa tensione di centrale e posizionato come indicato nella T.2.2 di progetto.

6.2.4.2 Sostituzione gruppi motogeneratori BL2

Come per BL1 anche per BL2 i lavori di sostituzione dei motori saranno i seguenti:

- ✓ Estrazione dei motori, generatori, unità booster e gruppi moduli di alimentazione attualmente installati dall'interno dell'immobile;
- ✓ Trasporto, posizionamento e collaudo dei nuovi motori, generatori e gruppi moduli con rampa compatta per il gas metano;

ESTRAZIONE DEI MOTORI E SUE COMPONENTI ATTUALMENTE INSTALLATI

Come prima operazione verranno rimosse le strutture modulari del lato **nord** dell'edificio in cui sono installati i motori, così come evidenziato nella seguente figura, effettuando tagli con mezzi idonei (ad es. sega circolare ad acqua per evitare dispersioni di polveri).

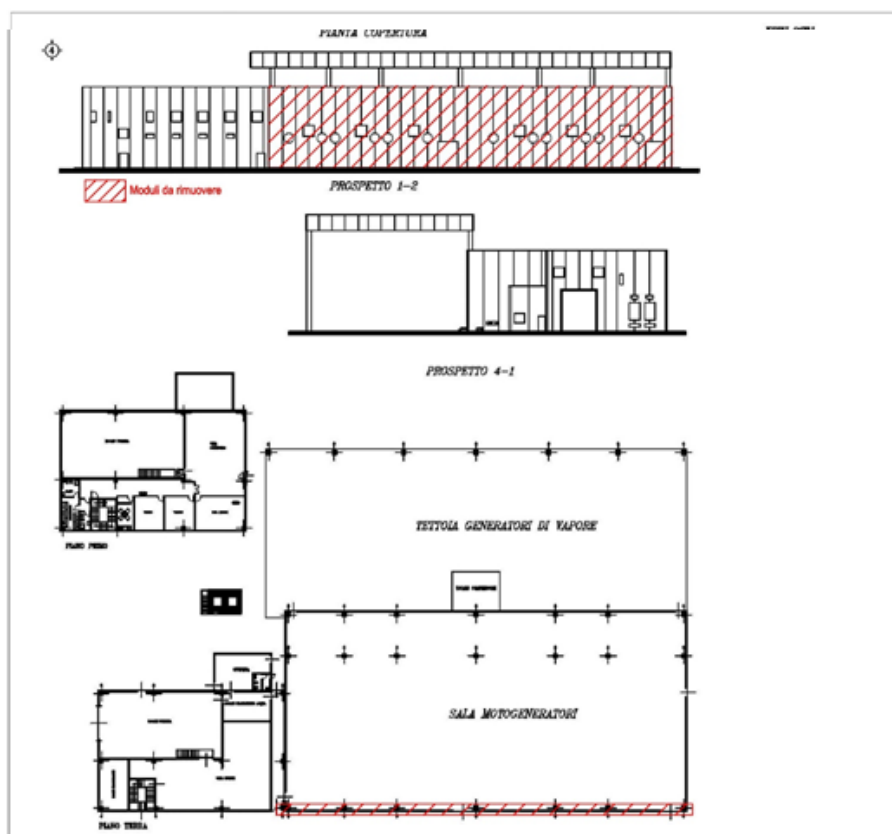


Figura 63: BL2 - Moduli da rimuovere

Dopo aver smontato tutti i giunti di collegamento tra i motori e le altre componenti, tramite martinetti idraulici i motori verranno sollevati dal loro basamento e posizionati su rimorchio con ruote.

I motogeneratori, ricoperti con apposito telo sigillante e impermeabile in dotazione dal costruttore, verranno conservati in apposita area, per essere successivamente venduti.

TRASPORTO E POSIZIONAMENTO NUOVI MOTORI A GAS METANO

I nuovi motori e generatori giungeranno già completamente assemblati via nave al porto di Monopoli. Il trasferimento dal porto allo stabilimento avverrà come trasporto eccezionale, percorrendo per un breve tratto la viabilità urbana e successivamente la S.S. 16, adiacente allo stabilimento.

Giunti presso la centrale verranno posizionati all'interno della sala motori con idonei mezzi di sollevamento e spostamento.

Motori e rispettivi generatori saranno posizionati sui basamenti esistenti. In seguito verranno realizzati tutti i collegamenti e le connessioni necessarie.

Conclusi i montaggi ed effettuati i test di collaudo, si eseguirà una fase di "Commissioning" per verificare e documentare la corrispondenza delle prestazioni dell'impianto con gli obiettivi predefiniti.

Al termine delle operazioni si procederà al ripristino della facciata nord dell'edificio con strutture modulari in cemento armato precompresso aventi stesse caratteristiche di quelle originarie.

A completamento dell'opera verrà installato il gruppo elettrogeno di emergenza alimentato a gasolio definito "black starting unit" con la funzione di fornire l'energia elettrica necessaria per la ripartenza dei 6 nuovi motogeneratori in caso di black-out della rete nazionale. Il gruppo sarà installato in apposito container coibentato, collegato alla rete di bassa tensione di centrale e posizionato come indicato nella T.3.2 di progetto.

6.2.4.3 Adeguamento della rete gas metano interna al sito industriale

Il fabbisogno di metano per le attività in progetto è così stimato:

- ✓ BL1 - per ciascuno dei tre motori da 7,832 MWe è stimato un consumo di gas di circa 1.600 m³/h, per un totale per di circa 4.800 m³/h (115.200 m³/giorno).
- ✓ BL2 - i sei surriscaldatori esistenti già consumano circa 1.160 m³/h (27.840 m³/giorno). Tale consumo rimarrà immutato nello stato di progetto;
- ✓ BL2 - per ciascun motore da 18,434 MWe è stimata un consumo di metano di circa 3.700 m³/h, per un totale di circa 22.200 m³/h (532.800 m³/giorno).

Dato il notevole aumento di portata giornaliera complessiva per l'esercizio delle centrali BL1 e BL2 prevista in progetto (da 27.840 m³/giorno a 675.840 m³/giorno) sarà realizzata una nuova linea di distribuzione da 250 mm di diametro, da dedicare ai nuovi fabbisogni di BL1 e BL2. La linea esistente continuerà ad essere utilizzata per le attività già in essere.

Lo stabilimento è dotato di pipe rack di lunghezza pari a 750 m, ossia una struttura reticolare di sostegno per le tubazioni, utile per il trasferimento dei vari vettori energetici (gas, vapore, acqua, ecc.) necessari per l'alimentazione e l'esercizio degli impianti di stabilimento.

Il pipe rack, composto da pilastri e travi in profilati metallici imbullonati, è ancorato al terreno fondale, costituito da massetto e sovrastante pavimentazione industriale di notevole spessore, attraverso l'inghisaggio di barre filettate M30 con ancorante chimico bi componente.

I piloni di sostegno sono costituiti da profilati di acciaio avente diametro 600mm e spessore 10mm. La struttura reticolare è costituita da travi, profili UPN, rastrelliere sulle quali sono appoggiate le tubazioni e grigliati di piano.

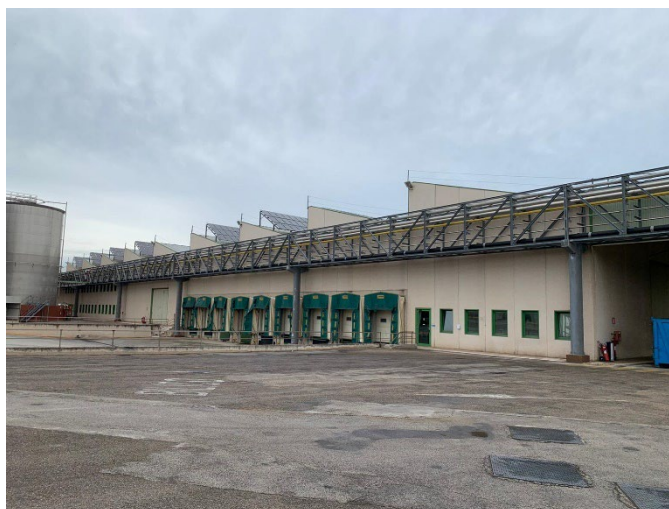


Figura 64: Pipe rack

Essendo disponibili altre postazioni, la struttura è idonea a sostenere la nuova tubazione di adduzione del gas metano SMAN dalla cabina di decompressione di COI, che viaggerà parallela a quella già esistente di alimentazione dei surriscaldatori.

La planimetria nuova rete di distribuzione è riportata nell'elaborato grafico T.4 allegato al progetto.

6.2.4.4 Adeguamento della cabina di decompressione della casa olearia italiana

La rete di distribuzione del gas metano a servizio dell'intero stabilimento, è collegata direttamente alla rete "SNAM" tramite la cabina di decompressione installata all'interno del complesso produttivo di *Casa Olearia Italiana SpA*. Attualmente tale cabina ha una trasportabilità di gas metano pari a 24.000 m³/h (576.000 m³/giorno).

Ital Green Energy srl ha formalmente chiesto a Casa Olearia Italiana spa un aumento della capacità di gas trasportabile fino a circa 32.000 m³/h (750.000 m³/giorno). COI ha girato la richiesta a SNAM, per il tramite di E.N.I. S.p.A, ottenendo riscontro positivo, previa esecuzione di lavori di adeguamento della cabina di decompressione (cfr. All.11 al progetto).

Tali lavori saranno effettuati da Casa Olearia Italia spa.

6.3 CONFRONTO TRA STATO AUTORIZZATO E STATO DI PROGETTO

In questo capitolo si fornisce un confronto tra lo stato attualmente autorizzato e lo stato di progetto, considerando un funzionamento massimo per ogni motore pari a 3.000 ore/anno. Dai dati riportati, è possibile dimostrare come nella configurazione di progetto si preveda una notevole riduzione dei consumi e delle emissioni nell'ambiente, con conseguente mitigazione degli impatti sulle varie componenti ambientali.

Le valutazioni che saranno riportate consentono di asserire che **il passaggio previsto in progetto da fonti rinnovabili (oli vegetali) a fonti fossili (gas naturale) per la produzione di energia elettrica, non solo comporta un miglioramento a livello nazionale delle emissioni climalteranti, favorendo lo sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili nell'intero territorio nazionale, ma risulta anche in una riduzione delle emissioni climalteranti specifiche della Ital Green Energy srl, oltre che un generalizzato miglioramento delle emissioni in atmosfera e quindi dell'impatto sulla salute della popolazione esposta, rispetto allo stato attuale.**

6.3.1 Potenza installata

A seguito dell'installazione dei nuovi motori a gas naturale si avrà un **aumento complessivo della potenza termica installata di BL1+BL2 (con turbina da ciclo combinato) di circa l'1,1%**, passando dagli attuali 297 MWt a 300,4 MWt complessivi.

Tabella 33: potenza termica installata attuale Vs di progetto

POTENZA TERMICA INSTALLATA		
IMPIANTO	CONFIGURAZIONE ATTUALE	CONFIGURAZIONE DI PROGETTO
	MWt	MWt
BL1	57	51,07
BL2 + Turbina	240	249,35
BL1 + BL2 + Turbina	297	300,4
Differenza %	+ 1,1%	

6.3.2 Produzione energetica

Come si può osservare dalla tabella seguente, **la produzione elettrica complessiva lorda di BL1+BL2 (con turbina da ciclo combinato) diminuirà del 67%, passando dagli attuali 1.221.200 MWe a 402.300 MWe.**

Tabella 34: produzione di energia elettrica attuale Vs di progetto

PRODUZIONE LORDA DI ENERGIA ELETTRICA		
IMPIANTO	CONFIGURAZIONE ATTUALE	CONFIGURAZIONE DI PROGETTO
	MWe/anno	MWe/anno
BL1	206.400	70.488
BL2+turbina	1.014.800	331.812
Tot BL1 + BL2	1.221.200	402.300
Differenza %	-67%	

6.3.3 Consumo combustibili

La seguente tabella mostra che **il consumo di metano complessivo di BL1+BL2 aumenterà dagli attuali 10.000.000 SNm³/anno a 84.500.000 SNm³/anno**, con totale annullamento dei consumi di bioliquidi.

Tabella 35: consumo combustibili attuale Vs di progetto

CONSUMO COMBUSTIBILI		
IMPIANTO	CONFIGURAZIONE ATTUALE	CONFIGURAZIONE DI PROGETTO
METANO		
Consumo metano BL1	0	14.400.000 Sm ³ /anno
Consumo metano surriscaldatori BL2	10.000.000 Sm ³ /anno	3.500.000 Sm ³ /anno
Consumo metano BL2	0	66.600.000 Sm ³ /anno
Consumo metano BL1 + BL2	10.000.000 Sm³/anno	84.500.000 Sm³/anno
BIOLIQUIDI		
Consumo bioliquidi BL1	53.378 t/anno	0
Consumo bioliquidi BL2	190.100 t/anno	0
Consumo bioliquidi BL1 + BL2	243.478 t/anno	0

6.3.4 Efficienza energetica

Grazie all'adozione di motori più nuovi e quindi più efficienti, **si otterrà un aumento del rendimento elettrico netto** rispetto alla configurazione attuale, come specificato nella seguente tabella, anche in termini di efficienza energetica in linea con l'Asse 4 del piano PO-FESR della Regione Puglia, che sarà a breve descritto.

Tabella 36: efficienza elettrica netta attuale Vs di progetto

EFFICIENZA ELETTRICA NETTA			
IMPIANTO	CONFIGURAZIONE ATTUALE	CONFIGURAZIONE DI PROGETTO	Differenza %
BL1	42%	46%	+ 4%
BL2	44%	47%	+ 3%

6.3.5 Consumo materie ausiliarie

Oltre al combustibile, le principali materie prime utilizzate per l'esercizio della centrale sono gli oli lubrificanti, utilizzati per la lubrificazione delle parti mobili di motore e turbocompressore, e l'urea (soluzione acquosa al 40%), utilizzata nell'impianto SCR per la riduzione degli ossidi di azoto.

Nella configurazione di progetto **si prevede una diminuzione dei consumi annui di entrambe tali materie prime**, come riportato nelle tabelle seguenti.

Per BL1 (3.000 ore di esercizio all'anno), al fine di ottenere una concentrazione di NO_x al camino inferiore a 30 mg/Nm³ (riferita a fumi secchi al 15% di O₂), si stima un consumo medio di urea solida pari a circa 0,012 t/h per motore, per un totale allo stato di progetto pari a circa 108 t/anno. Il consumo di olio lubrificante stimato per motore è di circa 0,5 g/kW che comporta un consumo complessivo di circa 35 t/anno.

Per BL2 (3.000 ore di esercizio all'anno), al fine di ottenere una concentrazione di NO_x al camino inferiore a 30 mg/Nm³ (riferita a fumi secchi al 15% di O₂), si stima un consumo medio di urea solida pari a circa 0,025 t/h per motore, per un totale allo stato di progetto pari a circa 450 t/anno.

Il consumo di olio lubrificante stimato per motore è di circa 0,5 g/kW che comporta un consumo complessivo di circa 170 t/anno.

Si fa presente che tale diminuzione, rispetto alla configurazione attuale, si avrebbe anche considerando un funzionamento a massimo carico, ossia a 8.600 h/anno di funzionamento. Pertanto il risparmio è ancor più significativo considerando un funzionamento massimo di 3.000 h/anno.

In conclusione, come riportato nella tabella seguente, per BL1 i consumi di urea e olio lubrificante diminuiranno rispettivamente circa del 96% e del 68%.

Tabella 37: Impianto BL1 – Consumo materie prime ausiliarie attuale Vs di progetto

BL1	Urea	Olio lubrificante
	t/anno	t/anno
Configurazione attuale	2.800	110
Configurazione di progetto	108	35
Differenza %	- 96 %	- 68 %

Analogamente, **per BL2 il risparmio del consumo di urea sarà circa del 94% mentre dell'olio lubrificante del 74%.**

Tabella 38: Impianto BL2 – Consumo materie prime ausiliarie attuale Vs di progetto

BL2	Urea	Olio lubrificante
	t/anno	t/anno
Configurazione attuale	7.355	650
Configurazione di progetto	450	170
Differenza %	-94 %	-74%

Complessivamente si registrerà **un risparmio del consumo di urea circa del 94,5% e del 73% di olio lubrificante.**

Tabella 39: Impianto BL1+BL2 – Consumo materie prime ausiliarie attuale Vs di progetto

BL1+BL2	Urea	Olio lubrificante
	t/anno	t/anno
Configurazione attuale	10.155	760
Configurazione di progetto	558	205
Differenza %	-94,5%	-73%

6.3.6 Consumi idrici

Prelievo di acqua osmotizzata

Nella configurazione di progetto, il consumo di acqua deionizzata di BL1, essenzialmente necessario per la produzione di vapore, resterà invariato e, come nello stato attuale, tale fabbisogno verrà soddisfatto da Casa Olearia Italiana SpA..

Prelievo da AQP S.p.A.

Il prelievo di acqua per usi industriali da AQP avviene per le esigenze di BL2.

Nella configurazione di progetto si prevede una riduzione di tale prelievo, dovuto al minor numero di ore di funzionamento e al minor consumo di urea in soluzione al 40%, così come evidenziato nel paragrafo precedente.

Nella configurazione di progetto, alla massima capacità produttiva, si stima un consumo complessivo pari a circa 50.500 m³/anno, a fronte di circa 120.000 m³/anno allo stato attuale.

Per BL2 si avrà quindi una riduzione del consumo idrico di circa il 58%.

Tabella 40: Impianto BL1 + BL2 – Consumo idrico attuale Vs di progetto

BL1 + BL2	CONSUMO IDRICO		
	ATTUALE	PROGETTO	Differenza %
	m ³ /anno	m ³ /anno	%
acqua osmotizzata da COI per BL1	118.500	118.500	/
acqua da AQP per BL2	120.000	50.500	-58%

6.3.7 Scarichi idrici

Per quanto riguarda **la gestione e lo scarico delle acque meteoriche, sia per la Centrale BL1 che per la Centrale BL2, nella configurazione di progetto, resterà tutto invariato rispetto allo stato attuale.**

Anche per le acque reflue assimilabili alle domestiche (**punto di scarico SF2 – IGE**) nella configurazione di progetto, **non si prevedono modifiche rispetto allo stato attuale.**

In merito allo scarico dei reflui industriali **SF1-IGE**, nella **configurazione di progetto si prevede una riduzione del volume totale di scarico**, dagli attuali 51.000 m³/anno a 25.000 m³/anno. Tale riduzione è proporzionale al minor numero di ore di esercizio e al minor consumo di acqua da impiegarsi per la produzione della soluzione di urea.

Considerando complessivamente BL1, BL2 e BS1, quindi, nella configurazione di progetto si avrà una riduzione dello scarico in fognatura di circa **il 51%**.

Tabella 41: Impianto BL1+BL2 – Scarico idrico attuale Vs di progetto

BL1 + BL2	SCARICHI IDRICI		
	ATTUALE	PROGETTO	Differenza
	m ³ /anno	m ³ /anno	%

Acque meteoriche	Nessuna modifica rispetto allo stato attuale		/
Acque reflue assimilabili alle domestiche (SF2-IGE)	Nessuna modifica rispetto allo stato attuale		/
Acque reflue industriali (SF1 – IGE)	51.000	25.000	-51%

6.3.8 Emissioni in atmosfera

Nella configurazione di progetto si prevede una notevole riduzione delle emissioni in atmosfera dovute al traffico veicolare, infatti, con l'alimentazione a metano non sarà più necessario l'approvvigionamento di combustibile su gomma (biomasse liquide). Il gas naturale sarà prelevato direttamente dalla rete SNAM.

Per quanto riguarda le emissioni derivanti dall'attività industriale, nella configurazione attuale, sia per l'impianto BL1 che per l'impianto BL2, le emissioni prodotte sono quelle tipiche di motori endotermici a combustione interna alimentato a biomasse liquide, le cui caratteristiche, autorizzate con AIA n.323/2022, sono di seguito indicate.

Tabella 42: emissioni in atmosfera attuali allo stato attuale per BL1 e BL2

Parametri da monitorare	(frequenza)	Limiti da prescrizione (mg/Nm ³)
COT valore medio orario	Continuo	8
CO valore medio giorno	Continuo	60
NOx valore medio annuo	Continuo	110
NOx valore medio giorno	Continuo	120
SOx valore medio annuo	Continuo	110
SOx valore medio giorno	Continuo	120
Polveri totali valore medio annuo	Continuo	5
Polveri totali valore medio giorno	Continuo	6
NH ₃	Semestrale	5
Be	Semestrale	0,017
Cd+Hg+Tl	Semestrale	0,034
As+Cr (VI)+Co+Ni (respirabile ed insolubile)	Semestrale	0,17
Se+Te+Ni (polvere)	Semestrale	0,34
Sb+Cr(III)+Mn+Pd+Pb+Pt+Cu+Rb+Sn+V	Semestrale	1,70
Limiti per le sostanze ritenute cancerogene o tossiche per la riproduzione e/o mutagene-classe I	Semestrale	0,034 mg/Nm ³

Parametri da monitorare	(frequenza)	Limiti da prescrizione (mg/Nm ³)
Limiti per le sostanze ritenute cancerogene o tossiche per la riproduzione e/o mutagene-classe II	Semestrale	0,34 mg/Nm ³
Limiti per le sostanze ritenute cancerogene o tossiche per la riproduzione e/o mutagene-classe III	Semestrale	1,67 mg/Nm ³
Limiti per le sostanze ritenute di tossicità e cumulabilità particolarmente elevate-classe I	Semestrale	0,0034 mg/Nm ³
Limiti per le sostanze ritenute di tossicità e cumulabilità particolarmente elevate-classe II	Semestrale	0,17 mg/Nm ³
Limiti per le sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polvere appartenenti alla classe I	Semestrale	0,067 mg/Nmc
Limiti per le sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polvere appartenenti alla classe II	Semestrale	0,67 mg/Nm ³
Limiti per le sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polvere appartenenti alla classe III	Semestrale	3,34 mg/Nm ³
Cloro (Cl ₂)	Semestrale	1,67 mg/Nm ³
H ₂ S	Semestrale	1,67 mg/Nm ³
Bromo e suoi composti espressi come acido bromidrico (HBr)	Semestrale	1,67 mg/Nm ³
Fluoro e suoi composti espressi come acido fluoridrico (HF) (Semestrale	1,67 mg/Nm ³
Ammoniaca e composti a base di cloro espressi come acido cloridrico (HCl)	Semestrale	33,4 mg/Nm ³
<i>*riferita a fumi normalizzati, secchi e al 15% di O₂</i>		

Per la configurazione di progetto, i limiti e la frequenza di monitoraggio proposti sono riportati nella seguente tabella. Tali limiti sono stati individuati considerando i livelli di emissioni in atmosfera associati alle migliori tecniche disponibili per tali tipologie di impianti, riportati al Capitolo 4.1 delle Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (*"Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017 che stabilisce le Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione [notificata con il numero C(2017) 5225]"*) pubblicate in data 17/08/2017 sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea.

Tabella 43: proposta limiti di emissione di progetto per BL1 E BL2

Parametri da monitorare	Concentrazioni limite degli inquinanti*	Frequenza di monitoraggio
	mg/Nm ³	
CO	60	Continuo (come media giornaliera)
NOx (come NO ₂)	30	Continuo (come media giornaliera)
SO ₂	Parametro conoscitivo	Continuo (come media giornaliera)
SO ₃	Parametro conoscitivo	Annuale
CH ₄	500	Annuale
CH ₂ O	5	Annuale
NH ₃	5	Annuale

**riferita a fumi normalizzati, secchi e al 15% di O₂*

** i limiti di emissione monitorati in continuo sono considerati rispettati se la valutazione dei risultati evidenzia che nelle ore operative (D.Lgs. 46/2014), durante un anno civile, nessun valore medio giornaliero supera il valore limite di emissione ed il 95% di tutti i valori medi orari convalidati nell'arco dell'anno non supera il limite orario*

È anche prevista l'installazione di n. 2 gruppi elettrogeni di emergenze alimentati a gasolio da 300 kW, uno per ogni impianto, che potrebbero entrare in funzione solo in caso di disalimentazione elettrica a livello nazionale. Anche tali punti di emissione non sono soggetti ad autorizzazione ai sensi dell'art.2.272, comma 5 del D.Lgs. n.152/2006.

Con la richiesta conversione a metano, combustibile sicuramente più "pulito" delle biomasse liquide, ci sarà irrilevabile dei seguenti inquinanti, peraltro già trascurabile allo stato attuale, che per questo non sono contemplati dai limiti previsti dalle BAT e cioè:

- metalli,
- sostanze ed acidi alogenati,
- acido solfidrico,
- sostanze inorganiche,
- sostanze aromatiche policlorurate,
- PCDD-PCDF (policlorodibenzodiossine e policlorodibenzofurani),
- IPA (idrocarburi policiclici aromatici),
- polveri totali.

Al fine di valutare gli effetti cumulati delle emissioni in atmosfera è stato effettuato uno **Studio Previsionale delle ricadute al suolo**, mediante modellazione con software *CALPUFF View Version 3 (Lakes Environmental)*. Nel predetto studio é stato effettuato un confronto tra due assetti, ossia assetto autorizzato in AIA (che prevede l'esercizio degli impianti BL1 e BL2, alimentati ad oli e grassi animali e con i limiti autorizzati dall'AIA) e assetto futuro (che prevede l'esercizio degli impianti BL1 e BL2, alimentati a gas naturale). Per entrambi gli assetti è stato considerato il cumulo con le emissioni l'altro impianto di IGE (BS1) e con quelle derivanti da processi di combustione, e quindi simili a quelli di IGE, della società interconnessa Casa Olearia Italiana S.p.a.

Per l'assetto autorizzato, gli inquinanti considerati nelle simulazioni sono NO_x, NO₂, CO, SO₂, NH₃, polveri totali (considerando anche PM 2.5 e PM10 primario e secondario), parametri per i quali sono previsti limiti di emissione nell'AIA e standard di qualità dell'aria ex D.Lgs 155/2010. Per l'assetto futuro, nelle simulazioni sono stati considerati gli inquinanti pertinenti con il nuovo assetto impiantistico ovvero NO_x, NO₂, CO, SO₂, NH₃, polveri totali (considerando anche PM 2.5 e PM10 primario e secondario), parametri per cui sono previsti dei limiti di emissione ex D.Lgs 152/06 e standard di qualità dell'aria (SQA) ex D.Lgs n.155/2010, e CH₂O.

I risultati dello studio mostrano che, sia per lo stato autorizzato che per quello futuro, i valori di concentrazione in tutti i recettori delle griglie di calcolo sono ampiamente inferiori ai relativi Standard di Qualità Ambientale (SQA) ai sensi del D.Lgs. 155/2010. Inoltre si rileva una generale riduzione delle ricadute al suolo nel passaggio dall'assetto attuale all'assetto futuro.

Per approfondimenti si rimanda allo Studio previsionale delle ricadute al suolo allegato al presente documento.

6.3.9 Emissioni acustiche

Rispetto all'attuale configurazione impiantistica con la nuova configurazione in progetto non ci sarà una variazione nelle emissioni acustiche. Infatti le sorgenti sonore saranno le stesse e, come dichiarato dal costruttore (cfr. schede tecniche allegate), il livello rumorosità delle varie componenti dei nuovi motogeneratori saranno del tutto simili a quelli delle componenti attualmente installate.

- BL1: motori marca Wartsila – modello "W18V32" che per lo stato di progetto sono sostituiti dai motori marca Wartsila – modello "W16V34SG".
- BL2: motori marca Wartsila – modello "W18V46" che per lo stato di progetto sono sostituiti dai motori marca Wartsila – modello "W18V50SG".

Per maggiori approfondimenti si rimanda alla Relazione previsionale dell'impatto acustico

allegata al presente SIA, dalla quale si evince che i valori di immissione acustica ai limiti della proprietà risultano conformi ai limiti di legge previsti per la zona industriale.

6.4 INTERAZIONE OPERA – AMBIENTE (QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE)

Si riporta di seguito la valutazione delle interazioni opera-ambiente previste con la realizzazione delle opere in progetto.

I fattori ambientali considerati sono:

- Atmosfera
- Geologia
- Acque
- Biodiversità
- Suolo, uso del suolo e patrimonio agroalimentare
- Sistema paesaggistico
- Popolazione e salute umana

Gli agenti fisici considerati sono:

- Rumore e vibrazioni
- Radiazioni ionizzanti

L'area di influenza potenziale dell'opera, rappresentata dal territorio entro il quale è presumibile che possano manifestarsi effetti ambientali significativi, è individuata in relazione alle interferenze ambientali del progetto sui fattori ambientali ed alle caratteristiche di pregio e sensibilità del territorio attraversato.

Ne consegue dunque che la sua estensione può variare a seconda del comparto ambientale analizzato.

6.4.1 Fattori ambientali

6.4.1.1 Atmosfera: aria e clima

FASE DI CANTIERE

Le attività necessarie alla realizzazione degli interventi in progetto **potrebbero comportare una minima emissione in termini di polveri**, in particolare conseguenti alla rimozione delle strutture modulari di una parte degli edifici contenenti i motori. È comunque da evidenziare che la tecnica utilizzata consentirà il taglio della parete mediante raffreddamento della sega circolare a umido, garantendo al contempo una drastica riduzione della dispersione delle polveri. Potrà, inoltre, essere presente un'emissione di gas di scarico dai mezzi impiegati per le lavorazioni e dagli automezzi per il trasporto delle attrezzature e dei nuovi motori.

FASE DI ESERCIZIO

Per quanto riguarda le emissioni in atmosfera derivanti da traffico veicolare si prevede una notevole riduzione in quanto non ci saranno più mezzi in entrata ed uscita per la fornitura di bioliquidi. Il combustibile dei nuovi motori sarà il gas naturale prelevato direttamente dalla rete SNAM mediante linea già esistente.

Per quanto riguarda le emissioni derivanti dai processi produttivi, è stato effettuato uno **Studio Previsionale delle ricadute al suolo (Rev.2)**, mediante modellazione con software *CALPUFF View Version 3 (Lakes Environmental)*.

Per l'assetto autorizzato, gli inquinanti considerati nelle simulazioni sono NO_x, NO₂, CO, SO₂, NH₃, polveri totali (considerando anche PM 2.5 e PM10 primario e secondario), parametri per i quali sono previsti limiti di emissione nell'AIA e standard di qualità dell'aria ex D.Lgs 155/2010. Per l'assetto futuro, nelle simulazioni sono stati considerati gli inquinanti pertinenti con il nuovo assetto impiantistico ovvero NO_x, NO₂, CO, SO₂, NH₃, polveri totali (considerando anche PM 2.5 e PM10 primario e secondario), parametri per cui sono previsti dei limiti di emissione ex D.Lgs 152/06 e standard di qualità dell'aria (SQA) ex D.Lgs n.155/2010, e CH₂O.

I risultati dello studio mostrano che, pur avendo considerato le condizioni più gravose in termini di assetto emissivo dello stabilimento, corrispondenti al massimo impatto potenziale, sia per lo stato autorizzato che per quello futuro, il contributo di inquinamento risulta minimale rispetto agli standard di qualità applicabili ai sensi del D.Lgs. 155/2010.

Inoltre si rileva una generale riduzione delle ricadute al suolo nel passaggio dall'assetto attuale all'assetto futuro, in modo particolare grazie al funzionamento massimo di 3.000 ore/anno per motore.

Per approfondimenti si rimanda allo Studio previsionale delle ricadute al suolo (Rev.2), allegato al SIA.

Inoltre, in relazione alle emissioni climalteranti, come dimostrato dal documento "Calcolo Emissioni CO₂", nonostante il passaggio da fonte rinnovabile a fonte fossile si ha una riduzione del CO₂ equivalente quantificata in una mancata emissione di 55.968 ton/anno rispetto allo stato attualmente autorizzato. Ciò in considerazione del fatto che si prevede un funzionamento massimo di 3.000 ore/anno per motore.

6.4.1.2 Geologia – Suolo/Falda

SCAVI E MOVIMENTAZIONE TERRA

Trattandosi di lavori di adeguamento di impianti esistenti, situati all'interno di un insediamento industriale, essi sono già dotati di tutte le strutture, opere e servizi funzionali all'esercizio della stessa. Pertanto i lavori non comporteranno la realizzazione di nuove opere edilizie, la demolizione di opere esistenti, e la realizzazione di scavi e riporti.

Non sono previste opere di sbancamento e movimentazione terra.

Si ritengono quindi **nulli i potenziali impatti sul fattore ambientale.**

FASE DI CANTIERE

I nuovi motori endotermici a gas metano e annesse componenti ausiliarie, avendo dimensioni e pesi paragonabili a quelli attualmente in esercizio, verranno posizionati sui basamenti esistenti delle due centrali, già dotate di tutte le strutture, opere e servizi funzionali all'esercizio. Pertanto, le principali attività di cantiere consistono sostanzialmente nella rimozione delle strutture modulari che compongono gli edifici delle centrali BL1 e BL2 per permettere l'estrazione dei motori esistenti e l'installazione di quelli nuovi. Al termine dei lavori si provvederà al ripristino di tali strutture modulari.

Pertanto, si ritiene che l'impatto in fase di cantiere sulla componente suolo è nullo.

L'area interessata dagli interventi è dotata di pavimentazione impermeabilizzata con raccolta e gestione delle acque meteoriche.

Pertanto, si ritiene che l'impatto sulla componente falda è nullo.

FASE DI ESERCIZIO

Per quanto riguarda gli impatti in fase di esercizio, l'installazione dei nuovi impianti non produrrà alcuna variazione rispetto all'attualità.

L'impatto complessivo dell'opera su suolo e falda risulta essere nullo.

6.4.1.3 Acque

Prelievi

Al fine di ridurre i consumi di acqua per usi industriali IGE ha fatto ricorso all'implementazione di tecniche di raffreddamento ad aria per tutti i suoi impianti.

Attualmente, il fabbisogno idrico per le utenze domestiche e industriali (produzione di vapore, raffreddamento, etc.) è soddisfatto dalla rete gestita da AQP S.p.A.. La centrale BL1 utilizza acqua osmotizzata proveniente da COI.

Nella configurazione di progetto, per l'esercizio della centrale BL2 si prevede una riduzione di circa il 58%, dei consumi idrici di tipo industriale prelevati da AQP, dovuta al minor consumo di urea in soluzione al 40% utilizzata nei sistemi di abbattimento delle emissioni e **al minor numero di ore di funzionamento.**

In termini di **potenziali impatti sul fattore ambientale, si ritiene una condizione migliorativa rispetto all'impianto autorizzato.**

Scarichi di acque reflue

Per lo scarico delle acque reflue civili (SF2-IGE) nella configurazione di progetto non si prevede nessuna modifica rispetto allo stato attuale.

Per lo scarico delle acque industriali (SF1-IGE), nella configurazione di progetto si prevede una riduzione complessiva del volume di scarico alla massima capacità produttiva, dovuta al minor consumo di acqua da impiegarsi per la produzione della soluzione di urea al 40% utilizzata nei sistemi di abbattimento delle emissioni e al minor numero di ore di funzionamento.

Scarichi di acque meteoriche

Gli impianti BL1 e BL2 sono dotati di una propria rete di raccolta e trattamento delle acque meteoriche che sono raccolte separate in acque di I e di II pioggia, trattate e quindi inviate al "Conorzio Ecoacque". Il Conorzio dopo eventuale ulteriore trattamento le riutilizza all'interno del sito, principalmente per le torri di raffreddamento.

In caso di impossibilità del riutilizzo, è prevista la possibilità di utilizzare un impianto di dispersione nel sottosuolo che ad **oggi non è mai stato utilizzato.**

Nella configurazione di progetto, resterà tutto invariato rispetto allo stato attuale.

In termini di **potenziali impatti sul fattore ambientale, si ritiene una condizione sostanzialmente invariata rispetto all'impianto autorizzato.**

6.4.1.4 Biodiversità

Sulla base di quanto previsto dal progetto, è possibile individuare i seguenti impatti potenziali:

- Disturbo indotto dal traffico veicolare.
- Disturbo indotto dalle perturbazioni sonore.

FASE DI CANTIERE

Durante la fase di cantiere, si prevede un modesto incremento del traffico veicolare dovuto al trasporto materiali e alla movimentazione dei mezzi di cantiere.

L'incremento di traffico interesserà le superfici interne dell'area industriale e parte della viabilità esterna. Considerando la distribuzione e la modesta entità dei lavori, **l'impatto atteso sulla componente biosfera può essere considerato trascurabile e completamente reversibile al termine dei lavori.**

FASE DI ESERCIZIO

Per quanto riguarda la fase di esercizio le emissioni saranno riconducibili al traffico veicolare relativo ai mezzi di manutenzione ordinaria e alla fornitura di chemicals. **È previsto una notevole riduzione di emissioni derivanti da traffico veicolare per il trasporto della materia prima, in quanto non ci saranno più mezzi in entrata ed uscita per la fornitura di bioliquidi. Il combustibile dei nuovi motori sarà il gas naturale prelevato direttamente dalla SNAM mediante tramite rete esistente.**

L'impatto sulla componente durante la fase di esercizio (traffico) può considerarsi trascurabile e non sono ipotizzabili impatti sulla vegetazione locale.

Per quanto riguarda le emissioni in atmosfera si rimanda a quanto riportato nell'allegato **Studio Previsionale delle Ricadute al suolo (Rev.2).**

6.4.1.5 , uso del suolo e patrimonio agroalimentare

SUOLO

Le attività in progetto e quelle temporanee di cantiere interesseranno esclusivamente le aree interne alla proprietà del Gruppo Marseglia nella zona industriale di Monopoli. L'eventuale occupazione temporanea di suolo riguarderà quindi esclusivamente superfici già ad uso industriale dotate di pavimentazione industriale e impermeabilizzate.

Pertanto, si ritiene che l'impatto sul fattore ambientale è nullo.

USO DEL SUOLO

In fase di esercizio, la sostituzione dei motori non produrrà variazione nell'occupazione di suolo.

L'impatto complessivo dell'opera risulta essere nullo.

PATRIMONIO AGROALIMENTARE

Le attività previste non determineranno variazioni dell'uso del suolo e pertanto **non è ipotizzabile alcun impatto sulle coltivazioni locali dovuto alla riduzione della superficie agricola utilizzata (SAU).**

6.4.1.6 Sistema paesaggistico

FASE DI CANTIERE

Gli impatti in fase di cantiere si possono ritenere trascurabili anche in conseguenza della limitata durata nel tempo.

FASE DI ESERCIZIO

Il progetto non comporta alcuna alterazione delle caratteristiche fisiche e strutturali del paesaggio e non risulta essere in conflitto con gli elementi testimoniali storico-culturali ed identitari. Gli interventi **non determinano un declassamento della sensibilità paesaggistica né un cambiamento di tendenza** rispetto a quanto pianificato e realizzato nei periodi recenti in questa parte del territorio comunale.

6.4.1.7 Popolazione e salute umana

FASE DI CANTIERE

Per quanto riguarda la fase di cantiere, gli impatti si ritengono trascurabili, di carattere temporaneo e reversibile, causati dalla eventuale produzione di polveri per la rimozione di una parte modulare dei capannoni di BL1 e di BL2 e di gas di scarico dei mezzi di trasporto e montaggio delle attrezzature.

FASE DI ESERCIZIO

Per la fase di esercizio è stata effettuata la **Valutazione di Impatto Sanitario** (Rev.1) allegata al presente SIA, a cui si rimanda per ulteriori approfondimenti.

La Valutazione degli impatti sanitari associati al progetto in esame è stata eseguita, sulla base di quanto definito dalle Linee Guida di riferimento, attraverso:

- Un approccio tossicologico per il calcolo degli effetti tossici dei contaminanti di NO₂, CH₂O, SO₂, NH₃ e Polveri (PM2.5 e PM10);
- Un approccio epidemiologico mediante il quale viene calcolato l'aumento del numero di casi attribuibili corrispondente all'incremento della concentrazione per il calcolo degli effetti sanitari relativi al particolato secondario (PM 2.5) ed NO₂, unici inquinanti fra quelli analizzati per i quali l'evidenza epidemiologica di causalità sia sufficiente (Linee Guida VIIAS - Linee Guida VIS).

RISULTATI APPROCCIO TOSSICOLOGICO

È stata effettuata una valutazione degli impatti sanitari determinati dall'esposizione inalatoria a lungo termine alle emissioni prodotte dalle attività in progetto, definite sulla base dello studio delle ricadute al suolo. Come previsto dalle Linee Guida è stato utilizzato metodo *Hazard Index (HI)*, per la

determinazione del dell'*Hazard Quotient* (HQ) per ogni singola sostanza, ossia il Quoziente di Pericolo ed esprime di quanto l'esposizione alla sostanza supera la dose di riferimento per il relativo percorso di esposizione (RfC).

Dai risultati ottenuti è emerso che, in tutta l'area di interesse, il rischio tossicologico relativo alle concentrazioni di ricaduta delle emissioni di progetto risulta essere accettabile, sia in termini di singola sostanza ($HQ \leq 1$) che di indice cumulato ($HI \leq 1$).

RISULTATI APPROCCIO EPIDEMIOLOGICO

Per la stima del Rischio Relativo (RR) di sviluppare un evento sanitario (decesso, ricovero ospedaliero) per gli esposti a un determinato fattore ambientale, confrontandolo con il rischio dei non esposti, è stato utilizzato il metodo del *Health Impact Assessment* (HIA). Tanto al fine di ottenere una stima quantitativa degli eventi sanitari attribuibili (casi attribuibili) all'esposizione per via inalatoria a un incremento nelle concentrazioni ambientali di PM2.5 e PM10 stimate ai recettori.

La valutazione è stata effettuata come variazione dei casi attribuibili all'anno considerando il passaggio dall'assetto ante operam a quello post operam, alla quale si affianca la valutazione della relativa variazione del tasso ex-ante di riferimento. **I risultati ottenuti per i casi attribuibili per 10.000 abitanti mostrano valori sempre in riduzione per il Comune di Monopoli.**

In sintesi, i risultati ottenuti evidenziano come gli impatti del progetto sulla componente "salute pubblica" risultino non significativi, ed in riduzione rispetto alla situazione attuale.

6.4.2 Agenti fisici

6.4.2.1 Rumore e vibrazioni

FASE DI CANTIERE

Gli interventi previsti consistono essenzialmente nell'apertura di un varco nei capannoni contenenti gli impianti di BL1 e BL2 (mediante rimozione di parte della struttura modulare), con conseguente accumulo di materiali, sistemazione dell'area, smontaggio dei gruppi motori e installazione dei nuovi motori a gas, ripristino delle strutture modulari di cemento armato precompresso aventi le stesse caratteristiche di quelli eliminati.

Nelle fasi realizzative delle diverse sezioni impiantistiche è probabile l'incremento del livello di rumore durante le ore diurne, dovuto sia alle fasi di realizzazione che al flusso veicolare. I mezzi impiegati saranno prevalentemente autocarri per la movimentazione dei materiali e gru semoventi.

Dal punto di vista normativo l'attività di cantiere per la realizzazione delle opere oggetto di questo studio

può essere inquadrata e assimilata come *attività rumorosa temporanea*. Infatti si prevede che le attività lavorative di cantiere dureranno mediamente 3 mesi per ogni sostituzione e inoltre si prevede una durata di circa 2 giornate con turni di 8 ore di lavoro per le operazioni di rimozione della struttura in calcestruzzo del capannone e successivo ripristino.

Le attività lavorative non genereranno alcun tipo di vibrazione sulla struttura, dato che non verranno utilizzate attrezzature particolari, e la struttura non verrà in alcun modo sollecitata. Gli operai lavoreranno su autogrù desolarizzate con il pavimento.

Per maggiori approfondimenti si rimanda alla Studio Previsionale di Impatto Acustico allegato.

FASE DI ESERCIZIO

Durante la normale fase di esercizio dei nuovi impianti, come per lo stato attuale, sarà rispettato il limite massimo previsto per le zone esclusivamente industriali pari a 70 dB(A), ai sensi dell'art. 6 del DPCM 01/03/91 (*Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno*).

Infatti, come dichiarato dal costruttore dei motogeneratori (cfr. schede tecniche allegate), il livello di rumorosità delle nuove componenti da installare, sarà lo stesso di quelle allo stato attuale:

Per maggiori approfondimenti si rimanda alla **Relazione previsionale dell'impatto acustico** allegata al presente SIA, che ha considerato anche gli impatti cumulati delle attività di Casa Olearia Italiana S.p.a, in esercizio durante le rilevazioni effettuate per la valutazione del rumore di fondo al perimetro dell'azienda. Dallo studio si evince che il valore del livello equivalente stimato e immesso nell'ambiente esterno è inferiore al valore limite fissato dalla normativa per la Classe "Zona esclusivamente industriale", pari a $Leq = 70.0$ dB(A) per il periodo di riferimento diurno.

Si riportano i valori previsti e misurati ai limiti dell'azienda considerando il progetto di conversione a gas degli impianti BL1 e BL2.

Tabella 44: riepilogo dei livelli di rumorosità previsti ai confini dell'azienda

Postazione di misura ai confini	Livello previsto al confine esterno
P1(BL1)	68.0
P2 (BL1)	66.5
P3 (BL1)	62.5
P4 (BL1)	63.5
P5 (BL1)	62.5
P17(BL1)	55.0
P6* (BL2)	67.5

Postazione di misura ai confini	Livello previsto al confine sterno
P5*(BL2)	69.5
P4*(BL2)	69.5
P8*(BL2)	66.5
P9*(BL2)	69.5

Appare chiaro che la rumorosità ambientale a seguito della conversione a gas delle centrali BL1 e BL2 rientrerà nei limiti massimi consentiti dalla legislazione vigente e quindi, secondo la Legge n. 447/95 e la L.R. n. 3/02, il rumore nell'ambiente esterno risulta accettabile.

In conclusione, si ritiene che l'impianto in progetto non comporterà un aggravio degli impatti acustici rispetto alla configurazione attuale di impianto.

6.4.2.2 Campi elettromagnetici

FASE DI CANTIERE

Le uniche sorgenti di campi elettromagnetici introdotte durante l'attività in progetto potrebbero essere le apparecchiature ad alimentazione elettrica e i collegamenti a media tensione necessari al loro funzionamento, fermo restando che le attività saranno svolte all'interno dell'area di impianto di IGE, dove ovviamente è già disponibile energia elettrica di rete.

In ogni caso, i campi prodotti saranno temporanei e interesseranno esclusivamente gli addetti alle aree di cantiere: in questo senso sarà comunque garantito il rispetto della sicurezza nei posti di lavoro (D.Lgs. 81/2008 e s.m.i.).

FASE DI ESERCIZIO

Per quanto riguarda la fase di esercizio, la modifica in progetto non produrrà cambiamenti significativi rispetto all'attualità, in quanto l'unica fondamentale differenza sarà la sostituzione del combustibile, ossia gas naturale invece che biomasse liquide.

Considerando i livelli emissivi in termine di Campi Elettromagnetici indotti dalle nuove sorgenti, le aree impattate e la distanza dai ricettori residenziali si perviene ad un **livello di impatto invariato rispetto alla condizione attuale autorizzata.**

6.5 VALUTAZIONE DEGLI IMPATTI BASATA SU SISTEMA MATRICIALE

Il progetto è stato analizzato mediante un sistema matriciale. Nelle matrici **sono stati quantificati gli impatti differenziali tra la configurazione attuale autorizzata e quella di progetto**, valutati secondo quanto discusso nel capitolo 6.4.

6.5.1 Metodologia di valutazione degli impatti

Nel presente paragrafo si fornirà una valutazione degli impatti basata su un sistema matriciale combinando fra di loro i seguenti aspetti:

- ✓ probabilità degli impatti;
- ✓ gravità/positività degli impatti;
- ✓ significatività degli impatti;
- ✓ stima degli impatti;
- ✓ durata dell'impatto.

Per ottenere tale valutazione, verranno elaborate delle matrici decisionali di supporto che valutano gli impatti attesi nelle fasi di cantiere ed esercizio ordinario.

Dopo aver condotto un'approfondita disamina dello stato dell'ambiente nell'area dove sono già ubicati, autorizzati ed in marcia gli impianti di IGE e degli impatti attesi sulle singole componenti, verrà definito un criterio di valutazione degli impatti osservati attraverso la definizione di un approccio razionale di valutazione degli effetti dell'impianto sull'ambiente e sull'uomo.

Innanzitutto verranno analizzati e valutati gli impatti attesi sulla base della qualità e quantità delle emissioni stimate per ciascuna alternativa progettuale.

Questa operazione verrà impostata prescindendo dallo specifico caso di studio e individuando preliminarmente tutte le potenziali interazioni tra fattori e componenti relativi agli impianti di IGE (**Tabella A - Impatti potenziali**).

Detti impatti potenziali saranno classificati come positivi o negativi a seconda dei casi utilizzando una scala cromatica, di seguito riportata, che agevola la comprensione di quanto riscontrato.

Tabella 45: Scala cromatica utilizzata per la taratura del modello

Tabella A - Impatti potenziali		Impatto potenziale negativo
		Impatto potenziale positivo
		Impatto nullo

Successivamente, per ognuno dei fattori di impatto individuati, siano essi positivi o negativi, verrà valutata la probabilità che l'impatto si possa effettivamente verificare, assegnando un valore numerico compreso tra 1 (trascurabile) e 4 (alto) a seconda del grado di probabilità che l'impatto

possa verificarsi su ognuna delle componenti ambientali interessate (**Tabella B - Probabilità degli impatti**).

Anche in questo caso, per illustrare in maniera sintetica quanto rilevato ed agevolare la valutazione visiva, verrà definita una scala cromatica che illustri la probabilità di accadimento assegnata ai singoli impatti. Detta scala cromatica è la seguente:

Tabella 46: Scala cromatica utilizzata per valutare la probabilità degli impatti

Tabella B - Probabilità degli impatti

4	alto
3	medio
2	basso
1	trascurabile
0	nullo

Successivamente si approfondirà l'analisi definendo il grado di gravità e/o positività che l'impatto può provocare sulle componenti ambientali, assegnando a queste ultime un valore numerico compreso tra -1 (trascurabile) e -4 (alto) a seconda della gravità che l'impatto possa determinare sulla componenti ambientali, tenuto anche conto delle misure adottate per la riduzione di tali impatti ovvero compreso tra 1 (trascurabile) e 4 (alto) a seconda del grado di positività atteso (**Tabella C – Gravità/Positività degli impatti**).

Tabella 47: Scala cromatica utilizzata per valutare la positività/gravità degli impatti

**Tabella C –
Gravità/Positività
degli impatti**

-4	alto
-3	medio
-2	basso
-1	trascurabile
0	nullo

4	alto
3	medio
2	basso
1	trascurabile
0	Nulla

Noti gli impatti (Tabella A), la probabilità di accadimento (Tabella B) e la Gravità/Positività (Tabella C), sarà possibile calcolare, per ogni singolo impatto, la sua significatività utilizzando la formula di seguito riportata: **Significatività = Probabilità * Gravità/Positività**

I valori finali ottenuti dal prodotto dei valori numerici di probabilità e gravità/positività, indicano quanto l'impatto sia significativo, in positivo o in negativo, per ognuna delle componenti ambientali interessate; i risultati delle elaborazioni saranno riportati nella Tabella di Significatività (**Tabella D – Significatività degli impatti**).

Anche in questo caso verranno utilizzate le scale cromatiche che consentono di sintetizzare le informazioni relative alla significatività degli impatti. In particolare, saranno elaborate due diverse scale cromatiche, la prima relativa agli impatti positivi, la seconda relativa agli impatti negativi.

Tali scale cromatiche vengono di seguito riportate unitamente ai pesi attribuiti ad i singoli colori, a valori negativi di significatività corrispondono gli impatti negativi mentre a valori positivi corrispondono impatti positivi sulle componenti ambientali considerate.

Tabella 48: Scala cromatica per valutare la significatività negativa/positiva degli impatti

-4	-4	-8	-12	-16
-3	-3	-6	-9	-12
-2	-2	-4	-6	-8
-1	-1	-2	-3	-4
	1	2	3	4

Tabella D – Significatività degli impatti

4	4	8	12	16
3	3	6	9	12
2	2	4	6	8
1	1	2	3	4
	1	2	3	4

Dalla somma dei punteggi, positivi e negativi, attribuiti alla significatività di ogni singolo impatto, si potranno individuare quelli più significativi unitamente alle componenti ambientali più stressate (**Tabella D – Significatività degli impatti**).

In ultimo si compilerà una matrice di stima relativa alla durata prevedibile degli impatti positivi e negativi a seconda delle loro caratteristiche di reversibilità o irreversibilità. Nel caso specifico degli impatti reversibili, si affina l'indagine differenziando tra impatto reversibile a breve o lungo periodo. Il risultato di queste valutazioni è riportato nella **Tabella E - Durata degli impatti**.

Tabella 49: Scala cromatica utilizzata per valutare la durata degli impatti

**Tabella E -
Durata degli
impatti**

Tipo	reversibile breve termine	reversibile lungo termine	irreversibile
Impatto negativo			
Impatto positivo			
Impatto nullo			

L'obiettivo di questo approccio metodologico per la valutazione degli impatti è quello di giungere a un giudizio sintetico finale che tenga conto di quanto atteso per ciascuna componente e per ciascun fattore di impatto nelle fasi di cantiere ed esercizio ordinario.

In sostanza, si cercherà di comprendere quali sono le componenti ambientali più stressate, quali quelle che traggono un beneficio e quali i fattori che incidono maggiormente in maniera positiva e negativa.

Attraverso un processo di tipo iterativo questo tipo di ragionamento verrà utilizzato per individuare le misure di mitigazione e di compensazione più adatte a ridurre gli impatti negativi ipotizzabili.

6.5.2 Matrici degli impatti

L'opzione 1 consiste nella conversione a metano degli impianti di IGE (BL1 e BL2).

Al fine di pervenire a una descrizione dell'impatto sul sistema ambientale complessivo, sono stati esaminati gli effetti diretti attribuibili alla realizzazione delle opere e del loro esercizio sulle singole componenti ambientali, tenendo conto anche degli effetti indiretti o mediati da una componente all'altra e considerando, infine, le eventuali interazioni ed azioni mitigative da adottare.

Di seguito si riportano le principali considerazioni alla base della compilazione della matrice degli impatti.

Gli **impatti cumulati** dell'intervento in progetto con gli impianti simili del Gruppo Marseglia presenti nel medesimo sito dell'area industriale di Monopoli attualmente in esercizio, sono stati stimati in termini:

- di ricadute al suolo (Studio previsionale ricadute al suolo allegato al SIA);
- di rumore (Relazione previsionale dell'impatto acustico allegato al SIA);
- sanitari (Valutazione di impatto sanitario allegato al SIA).

Per quanto riguarda le altre componenti ambientali, gli **studi settoriali di analisi e previsioni degli effetti** della realizzazione dell'opera sui fattori ambientali e agenti fisici potenzialmente interessati (impatto acustico, impatto dalle emissioni in atmosfera, studio della flora, fauna ed ecosistemi della zona, valutazione impatto sanitario, etc...), consentono di mostrare le seguenti considerazioni conclusive.

6.5.2.1 Emissioni di sostanze inquinanti in atmosfera

- **polvere in fase di cantiere:** Possibile impatto negativo durante la rimozione e rimontaggio di una parte della parete dei capannoni all'interno dei quali sono alloggiati i motori da sostituire. Tale fase potrebbe quindi interferire con il livello di rischio dei lavoratori, seppur

minimamente.

- **sostanze inquinanti riconducibili al traffico dei mezzi in ingresso ed in uscita dall'impianto:** l'utilizzo del metano di rete in sostituzione dei bioliquidi riduce i flussi di traffico in ingresso e uscita dall'impianto, con conseguente riduzione delle emissioni in atmosfera connesse alle attività di approvvigionamento e trasporto dei combustibili liquidi, migliorando la qualità dell'aria e riducendo le emissioni di gas ad effetto serra.
- **variazione tipologia di nuove sostanze inquinanti in atmosfera da impianti in progetto:** i nuovi motori a metano emetteranno nuove sostanze (metano, formaldeide e ammoniaca), che potrebbero interferire con la qualità dell'aria, anche se non normati. Inoltre, potrebbero interferire anche sul livello di rischio per la popolazione, ma come valutato nella VIS, il rischio è molto basso e comunque si avrà una condizione migliorativa rispetto allo stato attuale. Inoltre, grazie alla riduzione del tempo massimo di funzionamento dei motogeneratori (max 3.000 ore/anno) si avrà una riduzione complessiva dell'emissione di anidride carbonica. Si rammenta, inoltre, che con la realizzazione del progetto potrà essere favorita la transizione ecologica/decarbonizzazione e l'attuazione del Capacity Market, volto a favorire la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili discontinue.
- **variazione quantitativa di sostanze inquinanti in atmosfera da impianti rispetto all'autorizzato:** l'impianto in progetto consentirà la riduzione dell'Emissione di sostanze inquinanti rispetto all'autorizzato, a seguito della diminuzione delle emissioni complessive di inquinanti responsabili della qualità dell'aria (NOx, SOx, PMx), con ripercussioni positive per la popolazione.

6.5.2.2 Consumi idrici

- **Acqua per il processo industriale:** con l'impianto in progetto si avrà un impatto positivo connesso alla riduzione del consumo di acqua prelevata dalla rete acquedottistica pubblica.

6.5.2.3 Scarichi idrici

- **Acque industriali:** con l'impianto in progetto si avrà un impatto positivo connesso alla riduzione delle acque industriali di scarico.

6.5.2.4 Movimentazione terreni

L'impatto complessivo è nullo in quanto:

- Non saranno eseguiti scavi e riporti.
- Non saranno eseguite impermeabilizzazioni di nuove superfici.

6.5.2.5 Consumi e produzione elettrica

- **consumo chemicals (urea e olio):** il progetto consentirà di ridurre i consumi di olio lubrificante e urea, con un impatto positivo in termini di consumi di risorse e di flussi di traffico.
- **efficienza energetica:** con i nuovi motori alimentati a metano si avrà un aumento dell'efficienza energetica, anche se minimo, con un impatto positivo sulle risorse energetiche;
- **Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili per Capacity Market:** grazie alla conversione a metano delle due centrali BL1 e BL2, si contribuirà all'attuazione del Capacity Market, volto a favorire la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, consentendo la transizione ecologica/decarbonizzazione della produzione di energia.

6.5.2.6 Emissioni sonore

- **Flusso di veicoli pesanti in ingresso e in uscita dall'impianto:** l'utilizzo del metano di rete in sostituzione dei bioliquidi riduce i flussi di traffico in ingresso e uscita dall'impianto, con conseguente miglioramento del clima acustico, di vibrazioni e rumore e del livello di rischio per i lavoratori all'interno del sito produttivo.
- **Emissioni sonore:** la sostituzione dei motogeneratori e impianti ausiliari non comporterà un aggravio dell'impatto acustico.

6.5.2.7 Aspetti critici in materia di salute pubblica e sicurezza sul lavoro

- **Emissione di sostanze inquinanti in atmosfera rispetto all'autorizzato:** la modifica in progetto consentirà la riduzione dell'Emissione di sostanze inquinanti rispetto all'autorizzato, con ripercussioni positive per la popolazione in termini di qualità dell'aria, di rischio per la popolazione e per i lavoratori.
- **Emissione di nuove sostanze inquinanti in atmosfera da impianti in progetto:** i nuovi motori a metano emetteranno nuove sostanze (metano, formaldeide e ammoniaca), che potrebbero interferire con la qualità dell'aria, anche se non normati. Inoltre, potrebbero interferire anche sul livello di rischio per la popolazione e sui lavoratori, ma come valutato nella VIS, il rischio è molto basso e comunque si avrà una condizione migliorativa rispetto allo stato attuale.

6.5.2.8 Aspetti occupazionali

- **Livello occupazionale autotrasportatori esterni:** l'utilizzo del metano di rete in sostituzione dei bioliquidi riduce i flussi di traffico in ingresso e uscita dall'impianto per

l'approvvigionamento dei combustibili liquidi, con conseguente possibile riduzione delle attività svolte dall'indotto.

6.5.3 Conclusioni

Le tabelle di sintesi finale (si veda Tabelle in Appendice - Tabella D e E – Significatività degli impatti e Stima degli impatti) restituiscono la valutazione degli impatti ambientali (positivi e negativi) attesi a seguito delle fasi di cantiere, esercizio e dismissione dell'impianto.

Tabella 50: Quantificazione dell'impatto ambientale dell'opera

IMPATTI	Significatività dell'impatto ambientale
Emissioni di sostanze inquinanti in atmosfera	20
Consumi idrici	4
Scarichi idrici	4
Movimentazione terreni	0
Gestione dei rifiuti	2
Produzione e Consumi elettrici	1
Emissioni sonore	3
Aspetti critici in materia di sicurezza sul lavoro	7
Aspetti critici in materia di igiene e sanità pubblica	8
Aspetti occupazionali	-1
Quantificazione complessiva dell'impatto (Valore positivo indica un impatto positivo dell'opera)	48

Dall'analisi condotta è emerso che l'impatto complessivo dell'attività è positivo, per cui la realizzazione del progetto porta ad un miglioramento ambientale complessivo.

Alla luce di quanto esposto finora, si ritiene che l'Opzione 1, ovvero il progetto di conversione a gas naturale degli impianti BL1 e BL2 di Ital Green Energy Srl, comporti complessivamente un impatto positivo rispetto all'attuale autorizzata configurazione a bioliquidi.

7. MITIGAZIONI

Nelle precedenti sezioni del presente Studio di Impatto Ambientale, sono già state illustrate tutte le mitigazioni che il progetto prevede al fine di ridurre l'impatto sull'ambiente delle attività, sia in fase di cantiere che di esercizio. In questo capitolo le stesse vengono riassunte in maniera sintetica per beneficio di chiarezza, rimandando a quanto innanzi già descritto per i necessari approfondimenti.

Innanzitutto si fa presente che **i nuovi motori sono stati progettati con i criteri più avanzati di efficienza e compatibilità ambientale, nel pieno rispetto delle migliori tecniche disponibili** per tali tipologie di impianto riportati al Capitolo 4.1 delle Conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (*"Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017 che stabilisce le Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione [notificata con il numero C(2017) 5225]"*) pubblicate in data 17/08/2017 sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea.

Con i nuovi impianti, in fase di esercizio **non si avrà un aggancio dell'impatto acustico**.

Tutte le aree di esercizio delle nuove unità e di tutti i corridoi tecnologici ad esse connessi, sono già tutti **impermeabilizzati e dotati di sistemi di gestione delle acque meteoriche**, in modo da garantire la minimizzazione del rischio di contaminazione del suolo e delle acque anche in caso di sversamenti accidentali.

Il progetto è stato realizzato tenendo conto delle diverse possibili **misure di ottimizzazione ambientale**, sia per quanto riguarda i componenti dell'impianto, sia per quanto riguarda le modalità di realizzazione/gestione. Tali misure permettono di ridurre gli impatti generati dal progetto sulle diverse componenti ambientali interferite, come esposto nei seguenti paragrafi.

7.1 FATTORI AMBIENTALI

7.1.1 Atmosfera: aria e clima

Trattandosi di lavori di adeguamento di impianti esistenti, situati all'interno di un insediamento industriale, essi sono già dotati di tutte le strutture, opere e servizi funzionali all'esercizio della stessa. Pertanto i lavori non comporteranno la realizzazione di nuove opere edilizie, la demolizione di opere esistenti, e la realizzazione di scavi e riporti. Le emissioni di polveri conseguenti la rimozione dei pannelli modulari dai capannoni di BL1 e di BL2 si possono ritenere trascurabili grazie alla particolare tecnologia impiegata per la rimozione dei moduli mediante impiego di taglio ad umido mediante sega circolare direttamente fissata sul muro. Le emissioni di polveri derivanti dai mezzi di trasporto, in fase di cantiere, risultano trascurabili. Tutte le operazioni saranno svolte all'interno dello stabilimento

industriale e su pavimentazione adeguatamente asfaltata ed impermeabilizzata. Il traffico veicolare non interesserà la viabilità urbana dato l'accesso diretto alla S.S. 16.

In fase di esercizio le emissioni di polveri riscontrabili saranno quelle dovute principalmente ai gas di scarico da risollevarmento stradale e traffico indotto dei mezzi di approvvigionamento chemicals e di manutenzione.

Una **oculata organizzazione dei trasporti di prodotti e materie prime** da impiegarsi in fase di cantiere ed esercizio, oltre ad ottenere dei benefici economici non trascurabili, consente di contenere le emissioni di polveri e sostanze inquinanti in atmosfera.

Tra le principali **buone pratiche** da adottare, le più importanti possono essere:

- la limitazione della velocità di percorrenza dei mezzi;
- la minimizzazione delle distanze da percorrere;
- l'attenzione ad adoperare i mezzi evitando quanto possibile movimenti bruschi e sversamenti accidentali.

Per quanto riguarda la combustione vera e propria del gas naturale nei nuovi motori, rispetto alla configurazione autorizzata si avrà un miglioramento della qualità dell'aria in quanto sono **trascurabili le emissioni di polvere dai motori a metano e nel complesso i risultati dello studio delle ricadute al suolo mostrano che, pur avendo considerato le condizioni più gravose in termini di assetto emissivo dello stabilimento corrispondenti al massimo impatto potenziale, sia per lo stato autorizzato che per quello futuro, il contributo di inquinamento risulta minimale rispetto agli standard di qualità applicabili ai sensi del D.Lgs. 155/2010.**

Inoltre si rileva una generale riduzione delle ricadute al suolo nel passaggio dall'assetto attuale all'assetto futuro, ancor più marcando considerato il fatto che è previsto un funzionamento massimo di 3.000 ore/anno per motore.

Dalla verifica di coerenza con la programmazione territoriale l'impianto è in area industriale, e soprattutto è già esistente, autorizzato con AIA Ministeriale e operativo.

7.1.2 Geologia, acque e suolo

In questo paragrafo saranno analizzate le azioni di mitigazione da mettere in atto al fine di compensare gli impatti dovuti alla fase di realizzazione e di esercizio dell'impianto, sul comparto ambiente idrico e suolo.

Per quanto riguarda il suolo si evidenzia che **tutte le operazioni saranno eseguite su pavimentazione impermeabilizzata dotata di sistema di raccolta e trattamento delle acque meteoriche.**

Non sono previste attività di scavo e/o sbancamento.

In relazione alla **fase di cantiere**, gli impatti prodotti riguarderanno esclusivamente il dilavamento superficiale dovuto alle acque meteoriche e di lavaggio di autocarri e/o mezzi di cantiere e di lavoro. Le attività saranno svolte sulle esistenti pavimentazioni impermeabilizzate dotate di sistemi di raccolta delle acque di dilavamento. Di conseguenza le acque meteoriche saranno comunque raccolte e opportunamente trattate, mentre in caso di sversamento accidentale si procederà con l'isolamento e la raccolta dei liquidi.

Gli interventi di mitigazione, relativamente al comparto in esame, messi in atto in **fase di esercizio**, sono essenzialmente di natura preventiva in quanto riguardano la gestione degli scarichi idrici in sito. L'area è già dotata di pavimentazione industriale impermeabilizzata, di sistema di raccolta, trattamento e riutilizzo delle acque meteoriche e di reti di scarico dei reflui civili e industriali, come da AIA ministeriale n.331/2016 attualmente vigente. Tali impianti sono idonei anche per la configurazione di progetto.

Lo scarico delle acque reflue civili (SF2-IGE) e industriali (SF1-IGE) avviene in fogna pubblica gestita da AQP.

Mentre le acque meteoriche trattate vengono inviate al Consorzio Ecoacque per essere riutilizzate all'interno dello stabilimento. In caso di impossibilità di riutilizzo, è autorizzato lo scarico delle acque di seconda pioggia trattate nei primi strati del sottosuolo mediante pozzi disperdenti. **Ad oggi i pozzi disperdenti non sono mai stati utilizzati in quanto tutte le acque meteoriche sono state sempre trattate e riutilizzate.**

Come da PMC attualmente in vigore il Gestore ha predisposto un piano di ispezioni e manutenzioni delle condotte fognarie presenti presso lo stabilimento al fine di evitare ogni contaminazione delle acque superficiali e sotterranee.

Generalmente, il potenziale inquinamento dei suoli e delle acque sotterranee potrebbe verificarsi all'interno del sedime di un impianto al verificarsi di una delle seguenti condizioni:

- sversamento accidentale durante il trasporto interno di materiali e reagenti;
- perdite da serbatoi o da vasche contenenti reflui;
- perdite dalle aree di stoccaggio dei reattivi di processo;
- perdite dalle aree di stoccaggio di altri materiali.

Per il progetto in esame lo sversamento accidentale dei vari materiali impiegati nell'esercizio dell'impianto pare poco probabile in quanto sono già adottate e continueranno ad esserlo le regole di gestione e controllo delle varie operazioni «a rischio»; in impianto, infatti, sono previste le norme di sicurezza ambientale con procedure di pronto intervento in caso di fuoriuscita delle sostanze in

terra. Inoltre, tutte le aree di lavoro sono dotate di pavimentazione impermeabilizzata dotate di sistemi di raccolta delle acque meteoriche, ovvero di sversamenti accidentali.

Si ritengono quindi **minimizzati i potenziali impatti sulla matrice suolo e acque sotterranee.**

7.1.3 Sistema paesaggistico

Le unità paesaggistiche direttamente interessate dall'opera hanno un grado di sensibilità bassa, in quanto il progetto ricade all'interno dell'area industriale di Monopoli.

Gli impatti in fase di cantiere si possono ritenere trascurabili.

Considerando gli interventi previsti dal progetto si può affermare che questi **non determinano né un declassamento della sensibilità paesaggistica né un cambiamento di tendenza** rispetto a quanto pianificato e realizzato nei periodi recenti in questa parte del territorio comunale.

A tal riguardo si precisa che il **MIBACT**, nell'ambito del procedimento di assoggettabilità a VIA a cui precedentemente è stato sottoposto il progetto in esame, con **nota prot. 4169 del 03/02/2020** ha concluso che l'opera **non è assoggettabile a VIA.**

7.1.4 Biodiversità

Le attività in progetto interesseranno esclusivamente le aree interne alla proprietà del Gruppo Marseglia, in area industriale, quindi **l'impatto sulla componente suolo può considerarsi nullo.**

In ogni caso durante **la fase di cantiere** verranno comunque prese precauzioni per evitare la dispersione di polveri. Si prevede un modesto incremento del traffico veicolare dovuto al trasporto materiali e alla movimentazione dei mezzi di cantiere. L'incremento di traffico interesserà le superfici interne dell'area industriale e la viabilità esterna.

Le attività previste per la riconversione delle centrali di IGE non determinano variazioni dell'uso del suolo e pertanto **non è ipotizzabile un impatto sulle coltivazioni locali dovuto alla riduzione della superficie agricola utilizzata.**

7.1.5 Popolazione e salute umana

Gli impatti derivanti dalla fase di cantiere sono di lieve entità, temporanei e reversibili.

Per la fase di esercizio è stata effettuata la **Valutazione di Impatto Sanitario** allegata al presente SIA, considerando Assessment tossicologico epidemiologico.

Dai risultati ottenuti è emerso che, in tutta l'area di interesse, **il rischio tossico è accettabile, sia in termini di singola sostanza che di indice cumulato e che gli eventi sanitari attribuibili**

(casi attribuibili) alle attività in progetto risultano in diminuzione rispetto alla situazione attuale.

Pertanto, in base alle stime, **ci si aspetta che il progetto da realizzare, anche grazie alla riduzione dell'orario massimo di esercizio, abbia un impatto sulla salute umana inferiore rispetto a quello stimato per la configurazione autorizzata.**

7.2 AGENTI FISICI

7.2.1 Rumore e vibrazioni

Si ritiene che l'impianto in progetto non comporterà un aggravio degli impatti acustici rispetto alla configurazione attuale di impianto.

Per maggiori approfondimenti si rimanda alla **Relazione previsionale dell'impatto acustico** allegata al presente SIA.

7.2.2 Campi elettromagnetici

Considerando i livelli emissivi in termine di Campi Elettromagnetici indotti dalle nuove sorgenti, le aree impattate e la distanza dai ricettori residenziali si perviene ad un **livello di impatto trascurabile** e del tutto simile alla condizione attuale.

8. COMPENSAZIONI

Tra i requisiti di ammissione richiesti per la partecipazione al Capacity Market, per impianti che utilizzano combustibili fossili, vi è il rispetto di un limite di emissione di CO₂.

Nello specifico, per quanto riguarda la normativa in materia di CO₂, si fa riferimento **all'Attuazione della direttiva 2003/87/CE** che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità Europea- **Direttiva "Emission Trading"**⁴³, così come aggiornata con DIRETTIVA ETS 2018/410/UE per il periodo (2021 – 2030)⁴⁴.

Le imprese europee rientranti nel campo di applicazione della Direttiva hanno l'obbligo del calcolo delle emissioni di CO₂ e della loro rendicontazione annuale. Nell'Allegato IV della Direttiva 2003/87/CE è indicata la formula per il calcolo delle emissioni:

"Dati relativi all'attività x fattore di emissione x fattore di ossidazione"

Il fattore di emissione da considerare varia ogni anno in base a dati forniti dal competente Ministero (Fonte ISPRA), al momento dell'elaborazione di questo Studio⁴⁵ il valore di riferimento per impianti che utilizzano come combustibile il gas naturale è di 1,991 tCO₂/(1000 Sm³). Mentre il fattore di ossidazione è pari a 1.

Anche il prezzo del CO₂ sul mercato delle *Emission Trading* varia ogni anno in funzione dell'andamento del mercato, al momento dell'elaborazione di questo Studio il prezzo è di 86 €/t di CO₂ emesse.⁴⁶

L'autorità nazionale competente a cui viene pagata la quota di CO₂ equivalente è il Ministero dell'ambiente e della Sicurezza Energetica.

⁴³ <https://www.minambiente.it/pagina/direttiva-emission-trading>

⁴⁴ <https://www.minambiente.it/pagina/la-nuova-direttiva-ets-2018410ue-emission-trading-system-nel-periodo-2021-2030>

⁴⁵ [EU ETS - Italia: News \(minambiente.it\)](https://www.minambiente.it/news/eu-ets-italia)

⁴⁶ <https://www.sendeco2.com/it/prezzi-co2>

9. PIANO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE

Nell'AIA 323/2022, con la quale si autorizza l'attività di IGE Srl, è già presente un Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) che ha la finalità di verificare la conformità dell'esercizio dell'installazione alle condizioni prescritte nella stessa AIA.

La realizzazione presente progetto comporterà un aggiornamento del Piano di Monitoraggio in essere, principalmente in riferimento a:

- Emissioni gassose: cambieranno gli inquinanti da monitorare e i relativi limiti emissivi;
- Combustibili utilizzati: gas naturale prelevato da rete in sostituzione dei bioliquidi;
- Consumi di chemicals, energia, e acqua.

Il Piano di Monitoraggio e Controllo costituirà quindi un valido strumento per verificare che le interazioni e gli impatti siano corrispondenti a quelli identificati e valutati nel presente Studio di Impatto Ambientale.

La proposta di aggiornamento del PMC è stata trasmessa al Ministero della Transizione Ecologica nell'ambito della procedura di modifica sostanziale dell'AIA n.331/2016 relativa la "*Progetto di conversione a gas naturale degli impianti di produzione di energia elettrica di Ital Green Energy srl*" presentata in data 07/04/2020. Il procedimento, avente ID 629/10688, è stato avviato con nota MATTM n.31537 del 05/05/2020.

Ad ogni buon conto, per quanto riguarda invece il **Piano di Monitoraggio Ambientale** relativo al monitoraggio degli impatti potenziali individuati nel presente documento, si rimanda al PMA allegato al SIA, dove sono descritte le attività da svolgere per il monitoraggio in fase di cantiere e di esercizio.

10. CONCLUSIONI

Il presente Studio di Impatto Ambientale, redatto in conformità a quanto stabilito dalla normativa comunitaria, nazionale e regionale in materia di Valutazione di Impatto Ambientale, fornisce ogni informazione utile sulle possibili interferenze con le componenti ambientali delle attività di cantiere e di esercizio correlate alla realizzazione del progetto proposto, denominato “Progetto per conversione a gas dell’impianto di produzione di energia elettrica della Ital Green Energy srl”.

Il progetto **si inserisce nella politica del Capacity Market, approvata nel giugno 2019 con decreto ministeriale del Ministero dello Sviluppo Economico**, e prevede la sostituzione dei motogeneratori attualmente alimentati a bioliquidi delle centrali BL1 e BL2, con motogeneratori alimentati a gas metano.

I lavori necessari possono essere raggruppati nei seguenti macro -interventi:

- ✓ sostituzione dei gruppi MOTO-GENERATORI all’interno dei locali esistenti.
- ✓ adeguamento dell’esistente rete GAS presente nel sito del Gruppo Marseglia di cui IGE fa parte;
- ✓ adeguamento dell’esistente CABINA DI RICEZIONE GAS del Gruppo Marseglia di cui IGE fa parte.

Il criterio guida del progetto è di preservare il più possibile la struttura impiantistica esistente e riutilizzare tutti gli impianti ausiliari già esistenti (trattamento fumi, camini, locale motori, impianti di trattamento acque di processo e meteoriche finalizzati al massimo recupero e riutilizzo).

Ad esclusione del tipo di combustibile utilizzato e alla riduzione del tempo massimo di funzionamento di ogni motogeneratore, per entrambe le centrali **il ciclo di produttivo rimarrà sostanzialmente invariato rispetto all’autorizzato. I nuovi motori alimentati a gas naturale, avendo dimensioni e pesi paragonabili a quelli attualmente in esercizio, verranno posizionati sui basamenti esistenti i lavori non comporteranno la realizzazione di nuove opere edilizie, la demolizione di opere esistenti o la realizzazione di scavi e riporti.**

Non saranno necessari espropri, infatti, non sarà necessario eseguire lavori esterni per la fornitura di metano in quanto già è disponibile presso l’impianto un punto di allaccio alla rete SNAM in grado di fornire la portata richiesta per il funzionamento dei nuovi motori in progetto. Le uniche opere relative al gas metano saranno eseguite all’interno dell’area di Proprietà del Gruppo Marseglia, per l’upgrade della cabina metano e per l’aggiunta di una nuova linea di distribuzione metano, da posizionare nell’esistente pipe rack parallelamente alla rete di distribuzione attuale.

Non sarà, inoltre, necessario eseguire interventi sulla linea elettrica in quanto la IGE dispone già di una cabina elettrica di trasformazione del tipo entra-esce allacciata sulla

linea TERNA da 150 kV e perché la potenza elettrica di progetto generata e immessa in rete sarà paragonabile a quella già prodotta dalle centrali esistenti.

Il trasporto dei nuovi motori e componenti ausiliari avverrà via mare direttamente al porto di Monopoli e successivamente, per un breve tratto, su strada.

A fronte dell'incremento di solo l'1,1% della potenza termica autorizzata (passando da 297 Mwt a 300,43 Mwt), con i nuovi impianti sarà incrementata l'efficienza energetica e ambientale, in particolare:

- **Aumento del rendimento elettrico netto rispetto alla configurazione all'attuale, passando dal 42% al 46% per BL1 e dal 44% al 47% per BL2.**
- **Raggiungimento degli obiettivi del PEAR a garanzia dell'efficienza e della flessibilità energetica richiesta da programma del Capacity Market.**
- **Riduzione sino al 94% del consumo di urea e sino al 74% di olio lubrificante.**
- **Riduzione del prelievo da acquedotto del 58%.**
- **Riduzione delle emissioni in atmosfera in termini di NO_x, NH₃, polveri e SO₂.**
- **Riduzione delle emissioni climalteranti, nonostante il passaggio da fonti rinnovabili a fonti fossili, quantificata in una mancata emissione di circa 55.968 t/anno di CO₂. Ciò in considerazione del fatto che il progetto prevede un funzionamento massimo 3.000 ore/anno per motore, necessarie a sopperire, a livello nazionale, al calo di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili per loro natura non programmabili e discontinue.**

Dalla disamina degli strumenti di programmazione e pianificazione nonché dall'analisi del regime vincolistico del sito, risulta l'assenza di evidenti elementi ostativi alla realizzazione del progetto e una sostanziale compatibilità con gli indirizzi e gli obiettivi definiti da tali strumenti.

Non sono state individuate criticità relative ai vincoli territoriali, ambientali e paesaggistici derivanti dalla normativa comunitaria, nazionale, regionale, di bacino e locale insistenti sul territorio, considerando anche che nell'area in esame non sono presenti siti appartenenti alla Rete Natura 2000.

I fattori ambientali ritenuti più significativi sono:

- Atmosfera
- Geologia

- Acque
- Biodiversità
- Suolo, uso del suolo e patrimonio agroalimentare
- Sistema paesaggistico
- Popolazione e salute umana

Gli agenti fisici ritenuti più significativi sono:

- Rumore e vibrazioni
- Radiazioni ionizzanti

Le analisi dei potenziali impatti sono state effettuate per la fase di cantiere e di esercizio.

Per la fase di cantiere le principali interferenze potenziali sull'ambiente sono legate alle emissioni in atmosfera e rumore dei mezzi. Trattasi di potenziali impatti di carattere temporaneo e di trascurabile o bassa entità, circoscritti alle immediate vicinanze dell'area interessata dal progetto.

Per quanto riguarda la fase di esercizio, **le interferenze saranno nulle relativamente a tutti i fattori ambientali, in quanto non ci sono differenze sostanziali rispetto alla configurazione autorizzata con la vigente AIA n.323/2022, se non un miglioramento quali-quantitativo delle emissioni in atmosfera.** Non solo si avrà una diminuzione delle emissioni massiche e delle ricadute di ossidi di azoto, ma anche una riduzione praticamente a zero di polveri e ossidi di zolfo. Per contro si avrà emissione di formaldeide, metano ed ammoniaca, che sono tipici degli impianti alimentati a gas naturale.

Le analisi condotte permettono di concludere, quindi, che il progetto in esame non determinerà ricadute negative significative sull'ambiente circostante e anzi contribuirà a un miglioramento rispetto allo stato attuale in termini di efficienza energetica, emissioni e consumo di chemicals. Il progetto darà anche un nuovo sviluppo all'attività locale, creando ricadute occupazionali positive nella fase di realizzazione, oltre che sul lungo periodo in fase di esercizio.

In conclusione, la scrivente è del parere che **i risultati mostrano la compatibilità del progetto con i fattori ambientali e gli agenti fisici analizzati.**

11. BIBLIOGRAFIA

- Approvato da ARERA il decreto sul Capacity Market, 28/06/2019.
<https://www.mise.gov.it/index.php/it/198-notizie-stampa/2039889-approvato-da-arera-il-decreto-sul-capacity-market>
- <http://www.tne.it/upload/allegati/documenti/DM%20-%202015-03-2012%20-%20Definizione%20e%20qualificazione%20degli%20obiettivi%20regionali%20in%20materia%20di%20fonti%20rinnovabili.pdf>
- P.E.A.R. Puglia- adottato con Delibera di G.R. n.827 del 08-06-07
- Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), 04/09/2019.
https://www.arera.it/it/com_stampa/19/190904.htm
- https://opencoesione.gov.it/it/adp_2014_2020/
- https://opencoesione.gov.it/media/uploads/documenti/adp/accordo_di_partenariato_sezion_e_1a_2017.pdf
- <http://mobilita.regione.puglia.it/index.php/component/k2/item/11575-piano-regionale-dei-trasporti-e-il-piano-triennale-dei-servizi>
- Binnie et al., 2002
- Manuale Operativo della Protezione Civile per il comune di Monopoli (2016)
<http://infoalert365-monopoli.sf1.3plab.it/piano-di-emergenza/>
- Piano Regionale della Qualità dell'Aria (PRQA) della Regione Puglia, adottato con Regolamento Regionale n. 6/2008, e pubblicato su BURP n.84 del 28/05/2008.
<https://trasparenza.regione.puglia.it/informazioni-ambientali/fattori-inquinanti/piano-regionale-qualita-dellaria>
- Piano di Zonizzazione Elettromagnetica di Monopoli (PZE) - Procedura di valutazione ambientale 2016 strategica
<http://www.comune.monopoli.ba.it/ViverelaCittagrave/Learee/Ediliziaurbanistica/PianoZonizzazioneElettromagnetica/tabid/2023/language/it-IT/Default.aspx>
- Arpa Puglia, Relazione annuale sulla qualità dell'aria in Puglia – Anno 2018.
http://www.arpa.puglia.it/web/guest/rapporti_annuali_qa
- Relazione geologica e geotecnica redatta dal dott. Rotolo Mario per conto della Ital Green Energy Srl per la realizzazione della centrale a oli vegetali BL1 del 2003
- ISPRA, AREA IDROGEOLOGICA DELLA MURGIA, 2017
http://www.isprambiente.gov.it/files2017/pubblicazioni/periodici-tecnic/memorie-descrittive-della-carta-geologica-ditalia/volume-92/memdes_92_2_15_area_idro_murgia.pdf
- Relazione geologica e geotecnica redatta dal dott. Rotolo Mario per conto della Ital Green Energy Srl per la realizzazione della centrale a oli vegetali BL2 del 2006
- Schema Operativo idrogeomorfologia della Protezione Civile per il comune di Monopoli (2016)
<http://infoalert365-monopoli.sf1.3plab.it/piano-di-emergenza/>

- Cotecchia V., Le acque sotterranee e l'intrusione marina in Puglia: dalla ricerca all'emergenza nella salvaguardia della risorsa. Mem. Descr. Carta Geol. d'It. XCII (1) (2014), pp. 31-510, 382 figg., 25 tabb.
- Elaborato 5.7 - Ambito 7/Murgia dei Trulli - PPTR Regione Puglia 2015
- <http://www.comune.monopoli.ba.it/ViverelaCittagrave/Learee/Ediliziaurbanistica/PianoZonizzazioneAcustica/tabid/2183/language/it-IT/Default.aspx>
- Registro Tumori Puglia – Rapporto 2015
- AIRTUM - Numeri del cancro in Italia 2019. <https://www.registri-tumori.it/cms/pubblicazioni/i-numeri-del-cancro-italia-2019>
- Regione Puglia e Osservatorio Epidemiologico Regione Puglia, Relazione sullo stato di salute della popolazione pugliese – anni 2006-2011
- http://www.arpa.puglia.it/c/document_library/get_file?uuid=ab7ad9c6-c19b-4674-a21e-796141a62b04&groupId=13879
- AReSS (2020). Aggiornamento dei dati descrittivi dello stato di salute della popolazione residente nel Comune di Monopoli. Agenzia Regionale Strategica per la Salute e il Sociale (AReSS).
- ISS (2016). Linee guida per la Valutazione di Impatto Sanitario (VIS) (Legge 221/2015, art. 9). Rapporto ISTISAN 17/4. ISSN:1123-3117 (cartaceo), 2384-8936 (online).
- ISS (2019). Linee Guida per la Valutazione di Impatto Sanitario (D. Lgs. 104/2017). Rapporto ISTISAN 19/9. ISSN: 1123-3117 (cartaceo), 2384-8936 (online).
- WHO (2013). Health effects of particulate matter. Policy implications for countries in eastern Europe, Caucasus and central Asia. WHO Regional Office for Europe, Copenhagen, Denmark.
- ISTAT <http://www.istat.it/>
- ISPRA (2016). Linee guida per la valutazione integrata di impatto ambientale e sanitario (VIIAS) nelle procedure di autorizzazione ambientale (VAS, VIA, AIA). ISPRA, Manuali e Linee Guida 133/2016. ISBN 978-88-448-0758-0.
- IARC (2016). IARC monographs on the evaluation of carcinogenic risks to humans. Outdoor air pollution, volume 109. Lyon, France.
- http://www.arpa.puglia.it/web/guest/risorse_naturali_nr
- <http://www.minambiente.it>
- <http://www.bap.beniculturali.it>
- <https://www.adb.puglia.it/>

- <https://www.arpa.puglia.it/>
- <https://www.paesaggiopuglia.it/pptr/>
- <https://www.sanita.puglia.it/>
- ARPA Puglia, 2019. Centro Regionale Aria. Ufficio Qualità dell'Aria di Bari. "Relazione annuale sulla Qualità dell'Aria in Puglia, Anno 2018".
- Carta geologica d'Italia, scala 1:100.000 – ISPRA
- Grassi D., Tadolini T., 1985. Hydrogeology of the mesozoic carbonate platform of Apulia (South Italy) and the reasons for its different aspects. International Symposium on karst water resources, 293-306.
- <http://www.comune.monopoli.ba.it/>
- WHO Regional Office for Europe, Copenhagen, Denmark, 2000. http://www.euro.who.int/_data/assets/pdf_file/0020/123059/AQG2ndEd_5_5carbonmonoxide.PDF?ua=1

ALLEGATI

TABELLE DI VALUTAZIONE IMPATTO REV.1

VALUTAZIONE DELLE EMISSIONI DI CO2 NEGLI ASSETTI ANTE E POST OPERAM

STUDIO PREVISIONALE RICADUTE AL SUOLO REV.2

STUDIO PREVISIONALE IMPATTO ACUSTICO