

RAPPORTO

USO RISERVATO APPROVATO B9014361

Cliente Enel Produzione S.p.A.

Oggetto Centrale Termoelettrica "Federico II" di Brindisi Sud
Progetto di sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuove unità a gas

Studio di Impatto Ambientale (art.22 D. Lgs 152/2006 e ss.mm.ii.)

Ordine A.Q. 8400134283, attivazione N. 3500038648 del 04.04.2019

Note A1300001867- Lettera di trasmissione B9014186

La parziale riproduzione di questo documento è permessa solo con l'autorizzazione scritta del CESI.



N. pagine 331 **N. pagine fuori testo** 770

Data 29/11/2019

Elaborato EMS - Perotti Maurizio, ESC - Lamberti Marco, ESC - Ziliani Roberto,
B9014356 3711 AUT B9014356 3728 AUT B9014356 3754 AUT
 ESC - De Bellis Caterina, ESC - Ghilardi Marina, SCE - Barbieri Giorgio,
B9014356 92853 AUT B9014356 114978 AUT B9014356 114979 AUT
 ESC - Pertot Cesare, ESC - Manzi Giovanni, EMS - Passeri Valentina, ESC - Capra Davide,
B9014356 3840 AUT B9014356 3575 AUT B9014356 494514 AUT B9014356 3293 AUT
 EMS - Croce Sonia, ESC - D'Aleo Marco, EMS - IZZI Daniele
B9014356 1354650 AUT B9014356 1596735 AUT B9014356 2069429 AUT

Verificato EMS - Sala Maurizio, ESC - Pertot Cesare
B9014356 3741 VER B9014356 3840 VER

Approvato ESC - Il Responsabile - Pertot Cesare
B9014356 3840 APP

CESI S.p.A.

Via Rubattino 54
I-20134 Milano - Italy
Tel: +39 02 21251
Fax: +39 02 21255440
e-mail: info@cesi.it
www.cesi.it

Capitale sociale € 8.550.000 interamente versato
C.F. e numero iscrizione Reg. Imprese di Milano 00793580150
P.I. IT00793580150
N. R.E.A. 429222

© Copyright 2019 by CESI. All rights reserved

Pag. 1/331

PAD B9014356 (2733391) - USO RISERVATO

Mod. RAPP v. 11

Indice

1	INTRODUZIONE	6
1.1	Premessa.....	6
1.2	Struttura, obiettivi e criteri di redazione del documento	7
1.3	Motivazioni del progetto	8
1.4	Localizzazione degli interventi	10
2	TUTELE E VINCOLI PRESENTI.....	12
2.1	Generalità	12
2.2	Pianificazione e programmazione energetica	12
2.2.1	Pianificazione e programmazione energetica europea	13
2.2.2	Pianificazione e programmazione energetica nazionale.....	20
2.2.3	Pianificazione e programmazione energetica regionale	32
2.2.4	Coerenza del progetto con la programmazione energetica.....	39
2.3	Pianificazione e programmazione socio-economica	40
2.3.1	Pianificazione e programmazione europea e nazionale.....	40
2.3.2	Pianificazione e programmazione socio-economica regionale.....	49
2.3.3	Coerenza del progetto con la programmazione socio-economica	54
2.4	Strumenti di pianificazione territoriale e paesaggistica.....	55
2.4.1	Pianificazione territoriale regionale	55
2.4.2	Pianificazione territoriale provinciale.....	69
2.4.3	Coerenza del progetto con la programmazione territoriale	77
2.4.4	Altri strumenti di pianificazione di interesse.....	78
2.4.5	Coerenza del progetto con la pianificazione di interesse	103
2.5	Strumenti di programmazione e pianificazione locale	105
2.5.1	Piano Regolatore del Comune di Brindisi	105
2.5.2	Piano di Zonizzazione Acustica Comunale	108
2.5.3	Coerenza del progetto con gli strumenti urbanistici comunali.....	109
2.6	Regime vincolistico	110
2.6.1	Patrimonio culturale (D. Lgs. 42/2004)	110
2.6.2	Vincolo idrogeologico (R.D.L. n. 3267/1923)	114
2.6.3	Rischio sismico.....	114
2.6.4	Siti contaminati.....	116
2.6.5	Incidenti rilevanti.....	118
2.6.6	Rapporto tra il progetto e il regime vincolistico	118
2.7	Sistema delle aree protette e/o tutelate	120
2.7.1	Aree protette	120
2.7.2	Rete Natura 2000	121
2.7.3	Rapporto tra il progetto e il sistema delle Aree protette e/o tutelate	123
2.8	Eventuali disarmonie tra i piani e il progetto.....	123
3	DESCRIZIONE DEL PROGETTO.....	127
3.1	Premessa.....	127
3.2	Assetto attuale della Centrale.....	129
3.2.1	Le sezioni di generazione	129
3.2.2	Opere connesse.....	130

3.2.3	Combustibili impiegati	131
3.2.4	Interferenze con l'ambiente.....	132
3.3	Descrizione della configurazione di progetto	142
3.3.1	Analisi delle alternative di progetto	143
3.3.2	Caratteristiche tecnico-dimensionali dell'intervento.....	145
3.3.3	Sistemi ausiliari	151
3.3.4	Sistema di controllo	154
3.3.5	Connessione alla Rete elettrica nazionale	154
3.3.6	Approvvigionamento metano.....	155
3.3.7	Sistema elettrico	155
3.3.8	Interferenze con l'ambiente.....	156
3.4	Fase di cantiere	159
3.4.1	Opere civili	160
3.4.2	Insedimenti di cantiere	161
3.4.3	Viabilità interna ed accessi alle opere.....	163
3.4.4	Fasi di lavoro	163
3.4.5	Fabbisogno di risorse.....	165
3.4.6	Flussi di traffico.....	166
3.4.7	Produzione di rifiuti ed emissioni	166
3.4.8	Smantellamento delle installazioni e ripristino dei luoghi	168
3.4.9	Cronoprogramma delle attività.....	169
3.5	Dismissione a fine vita dell'impianto	171
3.6	Confronto tra stato attuale autorizzato e stato di progetto	171
3.7	Confronto delle prestazioni della Centrale in relazione alle Conclusioni sulle BAT per i Grandi Impianti di Combustione	173
4	FATTORI E COMPONENTI AMBIENTALI POTENZIALMENTE PERTURBATI DAL PROGETTO NELLE SUE DIVERSE FASI.....	174
4.1	Atmosfera e qualità dell'aria.....	175
4.2	Ambiente idrico	175
4.2.1	Stato attuale della componente – Acque superficiali.....	175
4.2.2	Stato attuale della componente – Acque sotterranee	185
4.2.3	Stima degli impatti potenziali.....	185
4.3	Suolo e sottosuolo	188
4.3.1	Stato attuale della componente.....	188
4.3.2	Stima degli impatti potenziali.....	213
4.4	Biodiversità	222
4.4.1	Vegetazione e flora	222
4.4.2	Fauna, ecosistemi e rete ecologica.....	231
4.4.3	Patrimonio agroalimentare	238
4.5	Clima acustico e vibrazionale	243
4.6	Radiazioni Ionizzanti, non Ionizzanti e luminose.....	243
4.6.1	Radiazioni Ionizzanti	243
4.6.2	Radiazioni Non Ionizzanti	244
4.6.3	Radiazioni luminose.....	245
4.7	Paesaggio	245
4.7.1	Stato attuale della componente.....	245
4.7.2	Stima degli impatti potenziali.....	253

4.7.3	Modificazione delle condizioni d'uso e della fruizione potenziale del territorio.....	278
4.8	Salute Pubblica.....	279
4.8.1	Stato attuale della componente.....	279
4.8.2	Stima degli impatti potenziali.....	304
4.8.3	Valutazioni conclusive degli impatti.....	307
4.9	Impatto sul sistema ambientale complessivo e sua prevedibile evoluzione.....	307
5	MISURE DI MITIGAZIONE.....	310
5.1	Atmosfera e qualità dell'aria.....	310
5.2	Ambiente idrico.....	311
5.3	Suolo e sottosuolo.....	311
5.4	Rumore.....	311
6	PROGETTO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE.....	313
7	CONCLUSIONI.....	314
7.1	Atmosfera e qualità dell'aria.....	316
7.2	Ambiente idrico.....	317
7.3	Suolo e sottosuolo.....	317
7.4	Biodiversità.....	318
7.5	Clima acustico e vibrazionale.....	318
7.6	Radiazioni ionizzanti e non ionizzanti.....	319
7.7	Paesaggio.....	319
7.8	Salute pubblica.....	319
7.9	Sommario delle lacune e difficoltà.....	319
8	RIFERIMENTI NORMATIVI E BIBLIOGRAFIA.....	320
8.1	Riferimenti normativi.....	320
8.2	Fonti.....	328
8.3	Sitografia.....	330

Allegati

Allegato A – Emissioni degli inquinanti in atmosfera e valutazione delle ricadute sulla qualità dell'aria

Allegato B – Studio per la Valutazione di Incidenza

Allegato C – Studio di Impatto Acustico

Allegato D – Valutazione di Impatto Sanitario

Allegato E – Progetto di Monitoraggio Ambientale

Indice delle Tavole

Tavola 1.4.1 – Corografia

Tavola 1.4.2 – Localizzazione di dettaglio dell'intervento

Tavola 2.6.1 – Regime vincolistico

Tavola 2.7.1 – Sistema delle aree protette e/o tutelate

Tavola 3.3.1 – Planimetria delle opere (documento Enel PBITC0092101 di progetto)

Tavola 3.3.2 – Planimetria delle demolizioni (documento Enel PBITC0092000 di progetto)

Tavola 4.7.1 – Carta di sintesi degli elementi morfologici, naturali e antropici del territorio

Tavola 4.7.2 – Rilievo fotografico dello stato dei luoghi

Tavola 4.7.3 – Carta di intervisibilità

Tavola 4.7.4 – Individuazione dei punti di vista dei fotoinserimenti

Storia delle revisioni

Numero revisione	Data	Protocollo	Lista delle modifiche e/o dei paragrafi modificati
0	29/112019	B9014356	Prima emissione

1 INTRODUZIONE

1.1 Premessa

Con il presente studio la Società Enel S.p.A. intende sottoporre alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale, in accordo con la normativa vigente in materia, il progetto denominato "Progetto di sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuove unità a gas".

La Centrale termoelettrica "Federico II" è ubicata in località Cerano di Tutturano in Comune di Brindisi, Provincia di Brindisi, Regione Puglia.

Il progetto prevede, in sostituzione delle unità a carbone (BS1, BS2, BS3 e BS4), la realizzazione nell'area di impianto esistente di nuove unità a gas; pertanto le unità a carbone esistenti verranno messe fuori servizio. Le nuove unità sono state progettate con i criteri più avanzati di efficienza e compatibilità ambientale e proposti nel pieno rispetto delle *Best Available techniques Reference Document* (BRef) di settore. Il progetto avrà una configurazione due su uno (2 turbine a gas e relative caldaie a recupero che si collegano ad una sola turbina a vapore), taglia massima 1680 MW_e. L'intervento prevede tre fasi di realizzazione. La prima fase comprende la costruzione di una prima unità turbogas e il funzionamento in ciclo aperto (OCGT), con la messa fuori esercizio di tutte le unità a carbone esistenti. La seconda fase prevede l'aggiunta di un'altra unità turbogas sempre in funzionamento in ciclo aperto (OCGT). Nell'ultima fase potrà essere realizzato il completamento in ciclo chiuso di entrambi i cicli aperti con l'aggiunta di due caldaie a recupero e una turbina a vapore, posizionata al posto dell'attuale turbina dell'unità 1 (CCGT).

Il progetto proposto nella sua configurazione finale e rispetto la configurazione attuale autorizzata all'esercizio con Decreto di riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) n. DEC-MIN-0000174 del 03/07/2017, consentirà di:

- ridurre la potenza termica autorizzata da 6560 MW_t (2640 MW_e per ciascun gruppo da 660 MW_e) a circa 2.700 MW_t (circa 1680 MW_e in ciclo chiuso¹);
- realizzare potenza elettrica di produzione con unità che hanno rendimento elettrico netto superiore al 60%, rispetto all'attuale 40%, riducendo contestualmente le emissioni di CO₂ di oltre il 60%;
- ottenere una concentrazione di emissioni in atmosfera di NO_x, CO inferiori ai valori attuali (NO_x ridotti da 130 a 10 mg/Nm³, CO che passano da 100 a 30 mg/Nm³);
- azzerare le emissioni di SO₂ e di polveri.

Sono inoltre previste modifiche all'opera di interconnessione con la rete esterna in alta tensione, che verrà adeguata alle esigenze del nuovo ciclo combinato.

1.2 Struttura, obiettivi e criteri di redazione del documento

Il presente Studio di Impatto Ambientale è stato redatto in conformità a quanto stabilito dalla normativa comunitaria, nazionale e regionale in materia di Valutazione di Impatto Ambientale e si propone di fornire ogni informazione utile in merito alle possibili interferenze delle attività di cantiere e di esercizio con le componenti ambientali.

I criteri seguiti nella redazione del presente documento, l'articolazione dei contenuti e la documentazione fornita coincidono con quanto indicato all'art. 22, Parte Seconda, Titolo I del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii. così come modificato dal D.Lgs. 104/2017 ed i contenuti si riferiscono a quanto disposto all'Allegato VII del citato decreto.

Il presente Cap. 1 introduce il progetto in esame presentando le motivazioni e la localizzazione degli interventi, nonché la struttura dello studio.

Il Cap. 2 descrive nel dettaglio l'ubicazione del progetto in riferimento alle tutele ed ai vincoli presenti, derivanti dalla normativa e dagli strumenti di pianificazione e programmazione vigenti e di interesse per il progetto in esame, verificandone la coerenza.

Il Cap. 3 descrive le caratteristiche tecniche e fisiche degli interventi in progetto con riferimento alla fase di realizzazione e di esercizio dell'impianto. Il capitolo presenta

¹ *Nel caso di configurazione 2+1 la potenza nominale di 1680 MWe è la massima potenzialmente raggiungibile in relazione alle valutazioni tecniche ad oggi sviluppate dai fornitori; l'effettiva potenza dipenderà dalla potenza delle singole macchine del produttore che si aggiudicherà la gara di fornitura, e potrebbe incrementarsi per sviluppo tecnologico fino al 3% in più (totale 1730 MWe circa), non modificando tuttavia in alcun modo la potenza termica dichiarata.*

inoltre una descrizione delle ragionevoli principali alternative localizzative e tecnologiche del progetto.

Il Cap. 4 è sviluppato analizzando, nell'area interessata, i sistemi ambientali coinvolti dalle attività in progetto, dettagliando lo stato attuale rilevato e sviluppando l'analisi di impatto previsionale per ogni singola componente ambientale potenzialmente interferita e per il complesso del sistema ambientale interessato.

Il Cap. 5 descrive le misure di mitigazione e compensazione degli impatti che si prevede adottare, mentre il Cap. 6 è dedicato alla definizione del Progetto di Monitoraggio Ambientale, riportato esaustivamente nel relativo Allegato.

Il Cap. 7 riporta le conclusioni delle analisi e valutazioni condotte all'interno dello studio, evidenziando eventuali lacune tecniche o mancanza di conoscenze incontrate nella raccolta delle informazioni e nella previsione degli impatti.

L'elenco di riferimenti e fonti analizzati per la redazione dello studio conclude il documento.

Allo Studio sono inoltre allegati la cartografia tematica, gli allegati tematici e gli studi specialistici relativi alle componenti Atmosfera e qualità dell'aria, Clima acustico, Salute Pubblica, nonché lo Studio per la Valutazione di Incidenza e il Progetto di Monitoraggio Ambientale.

Per l'approvvigionamento del gas metano necessario al funzionamento dell'impianto nella nuova configurazione è prevista la realizzazione di un metanodotto. Per la descrizione del progetto relativo si rimanda al documento predisposto da SNAM/Techfem² e relativi allegati, ivi compreso lo Studio di impatto ambientale³, annesso alla documentazione di Progetto.

1.3 Motivazioni del progetto

Negli ultimi anni in Italia si è assistito ad una progressiva crescita della capacità installata da fonti rinnovabili che ad oggi pesano circa il 50% del totale (contro il 30% circa del 2008). Tra le tecnologie convenzionali di tipo termoelettrico si registra di contro un peso crescente del ciclo combinato rispetto alla capacità termoelettrica totale: 70% circa oggi vs 50% del 2008. Tale trend è dovuto sia alla progressiva dismissione delle tecnologie meno efficienti (gruppi tradizionali alimentati ad olio, gruppi ripotenziati, ecc.), che ad un incremento della capacità a ciclo combinato

² METANODOTTO: ALLACCIAMENTO CENTRALE ENEL DI BRINDISI SUD-DN 500 (20"), DP 75 bar, RELAZIONE TECNICA, 2019.

³ METANODOTTO: ALLACCIAMENTO CENTRALE ENEL DI BRINDISI SUD-DN 500 (20"), DP 75 bar, STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE, 2019.

legata anche alla sempre maggiore necessità di flessibilità funzionale alla sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Le analisi previsionali sull'evoluzione del sistema elettrico italiano nel medio-lungo termine e la disponibilità di nuove tecnologie hanno indotto Enel Produzione S.p.A. a revisionare i progetti di adeguamento ambientale di alcune centrali termoelettriche, con l'obiettivo di avviare ed investire con nuovi interventi atti a migliorare l'efficienza produttiva, la diversificazione delle fonti energetiche e l'eccellenza ambientale.

In linea con tali premesse, il nuovo ciclo combinato presenta le caratteristiche tecniche/operative idonee per inserirsi nel contesto energetico nazionale ed europeo, nell'ottica di garantire la transizione energetica nel rispetto dei nuovi target ambientali di abbattimento delle emissioni, passando dal processo di decarbonizzazione del settore elettrico e salvaguardando il delicato equilibrio della rete elettrica e in generale la sicurezza dell'esercizio. La sempre maggiore penetrazione delle FER (fonti di energia rinnovabili), infatti, rende necessaria la presenza di sistemi di produzione stabili, efficienti, flessibili e funzionali ad assicurare l'affidabilità del sistema elettrico nazionale.

Il Progetto proposto rappresenta la tecnologia di combustione capace di garantire la compatibilità ambientale delle emissioni generate e delle tecnologie impiegate, in linea alle indicazioni *BRef*. Nella combustione di gas naturale la tecnologia utilizzata per ridurre le emissioni in termini di ossidi di azoto è quella con combustore raffreddato ad aria e bruciatori Ultra-Low-NOx, tipo DLN. L'aggiunta del catalizzatore SCR, nel funzionamento CCGT, e dell'iniezione di ammoniaca consente di raggiungere target di emissione per gli NOx di 10 mg/Nm³ (al 15% O₂ su base secca).

La tecnologia proposta di elevata efficienza permetterà al nuovo gruppo di essere avviato da freddo e raggiungere la massima potenza elettrica in alcune decine di minuti, quindi rapidità nella presa di carico e flessibilità operativa, contro le ore richieste dall'impianto attuale. La rapidità nelle variazioni di carico sarà rispondente alle regole dettate dal Codice di Rete.

La sostituzione della capacità installata a carbone con nuova capacità di generazione a gas contribuirà a salvaguardare l'adeguatezza del sistema elettrico nazionale, la qualità del servizio locale e garantirà la stabilità di rete richiesta, considerando anche la prospettiva di una crescente domanda di flessibilità nell'approvvigionamento dei servizi di dispacciamento, derivante dal rapido e costante incremento della penetrazione delle fonti rinnovabili intermittenti nell'area di interesse. Inoltre, il criterio guida del progetto di conversione della centrale è quello di preservare il più possibile la struttura impiantistica esistente e riutilizzare gli impianti ausiliari,

migliorando le prestazioni ambientali ed incrementando sostanzialmente l'efficienza energetica. Ove possibile, favorire il recupero dei materiali in una logica di economia circolare.

1.4 Localizzazione degli interventi

La Centrale termoelettrica "Federico II" è ubicata nel territorio di Brindisi, in località Cerano di Tuturano, frazione del capoluogo di Provincia, a circa 12 chilometri a Sud da Brindisi e 30 km a Nord da Lecce (Figura 1.4.1).



Figura 1.4.1 – Inquadramento territoriale

Si tratta di un complesso industriale, interamente di proprietà ENEL, destinato esclusivamente alla produzione di energia elettrica e raggiunge una superficie complessiva di circa 186 ettari.

L'area su cui sorge l'impianto è stata caratterizzata da un intervento antropico a scopo agricolo che nei secoli ha trasformato il paesaggio originario. Le modifiche operate sul territorio sono da ricondursi storicamente alle bonifiche delle paludi litoranee, ai successivi interventi di riforma fondiaria ed agraria e ad un moderno sviluppo della rete viaria.

La Centrale Termoelettrica Federico II è raccordata alle S.S Adriatica n.613 Brindisi-Lecce tramite alcune strade provinciali. La stazione ferroviaria più vicina è quella di Tuturano, a circa 3km. L'accesso principale alla Centrale è ubicato a Sud/Est del sito, inoltre è presente un accesso secondario nella zona a Nord/Ovest.

La localizzazione del sito è riportata nella *Tavola 1.1 – Corografia* e nella *Tavola 1.2 – Localizzazione di dettaglio dell'intervento*, allegate al presente documento.

2 TUTELE E VINCOLI PRESENTI

2.1 Generalità

Il presente capitolo fornisce gli elementi conoscitivi sulle relazioni tra l'opera progettata e gli atti di legislazione, pianificazione e 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.

2.2 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 dell'UNFCCC (nota anche come Conferenza di Rio sui cambiamenti climatici o 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. Inoltre, esso è caratterizzato da un'ampia partecipazione soprattutto se confrontata 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.

2.2.1 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 declinati tramite un Pacchetto di direttive noto con il nome di "Pacchetto 20-20-20" e 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 Pacchetto è stato approvato definitivamente da Parlamento e Consiglio Europeo nel corso del 2018 ed è attualmente in fase di pubblicazione in Gazzetta Ufficiale EU.

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, la Commissione europea con la direttiva 2003/87/CE 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 (di cui 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, lasciando agli operatori la libertà di scegliere se adempiere all'obbligo di riduzione delle proprie emissioni oppure acquistare da altri operatori (possessori di diritti in eccesso rispetto alle loro necessità) i diritti di emissione necessari per gestire il proprio impianto. 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).

Successivamente la direttiva 2018/410/CE ha aggiornato il sistema di emission trading, stabilendo che:

- per ottemperare in maniera economicamente efficiente all'impegno di abbattere le emissioni di gas a effetto serra della Comunità rispetto ai livelli del 1990, le quote di emissione assegnate a tali impianti dovrebbero essere, nel 2030, inferiori del 43% rispetto ai livelli di emissione registrati per detti impianti nel 2005;
- a decorrere dal 2021 un decremento annuo lineare pari al 2,2%;
- 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 in esame, che implica la decarbonizzazione della Centrale di Brindisi, 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.

2.2.1.1 Liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica

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

- la Direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;
- il Regolamento 713/2009 che istituisce una Agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia;
- il 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;
- ad incrementare la collaborazione fra i gestori delle reti di trasmissione di elettricità e gas, in modo da favorire un maggior coordinamento dei loro investimenti;
- a 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 caratterizzate 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 citata Direttiva 2009/72/CE, recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, 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; in Italia, la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica si è realizzata per effetto del D. Lgs. n. 79 del 16 marzo 1999, che ha stabilito che sono completamente libere le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica, mentre le attività di 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 riguardando solo le grandi imprese, poi le aziende ed in fine, dal 1° luglio 2007 (con il Decreto Legge n. 73 del 2007) tutti i clienti, privati e aziende, possono scegliere il proprio fornitore di energia elettrica, realizzandosi così la liberalizzazione completa del settore.

Con la pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale Europea del 14 giugno 2019 degli ultimi quattro provvedimenti del pacchetto *Clean Energy Package*, l'Unione Europea completa la riforma del proprio quadro per la politica energetica, stabilendo i presupposti normativi per la transizione verso l'energia pulita. Ricordiamo i quattro provvedimenti adottati (che entreranno in vigore 20 giorni dopo la data di pubblicazione):

- Regolamento (UE) 2019/941 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE
- Regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia
- Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica

- Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE

In particolare, quest'ultima e il regolamento 2019/943 sono relativi al mercato interno dell'elettricità e hanno lo scopo di renderlo più flessibile tenendo conto del peso sempre più preponderante delle rinnovabili. Per evitare di finanziare le fonti fossili, il regolamento prevede un limite di emissione di 550 g di CO₂ di origine fossile per kWh di energia elettrica: le nuove centrali elettriche che hanno maggiori emissioni non potranno partecipare ai meccanismi di capacità (ovvero a remunerazioni per i fornitori di elettricità che si impegnano a mantenerla e metterla a disposizione in caso di bisogno per garantire la sicurezza del sistema elettrico, vedi successivo § 2.2.1.3). Le vecchie centrali potranno continuare solo a determinate condizioni e comunque non oltre il 1 Luglio 2025.

Lo sviluppo del progetto in esame, quindi, garantisce le performance richieste dai suddetti regolamenti, allineandosi agli obiettivi proposti dalla Comunità europea in termini di flessibilità ed efficientamento.

2.2.1.2 .Piano Strategico Europeo per le tecnologie energetiche (Piano SET)

Con il Piano Strategico Europeo per le Tecnologie Energetiche (SET Plan, Nov. 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.

L'obiettivo è quello 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 del SET Plan e coi portatori di interesse per introdurre sul mercato nuove, efficienti e competitive tecnologie a basse emissioni di carbonio.

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.

2.2.1.3 Capacity Market

I meccanismi di remunerazione della capacità (CRM, Capacity Remuneration Mechanisms) sono misure volte a garantire l'adeguatezza del sistema elettrico (copertura del picco di domanda con adeguato margine di riserva). In genere, questi meccanismi permettono ai fornitori di capacità elettrica di ottenere una remunerazione supplementare, che si aggiunge alle entrate ottenute dalla vendita dell'elettricità sul mercato, in cambio del mantenimento della capacità esistente o dell'investimento in capacità nuova. Tale remunerazione supplementare, potendo

avere un impatto sulla concorrenza nel mercato interno dell'energia elettrica, deve essere valutata alla luce delle norme Ue in materia di aiuti di Stato

I meccanismi di remunerazione della capacità approvati sono stati analizzati, infatti, sulla base della Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020, che definisce i criteri che tali meccanismi devono soddisfare per risultare conformi alle norme comunitarie in materia di aiuti di Stato. In tale contesto, la Commissione Europea ha tenuto conto delle informazioni raccolte nel quadro della sua indagine settoriale in materia di aiuti di Stato relativa ai meccanismi di remunerazione della capacità, conclusasi nel 2016, condotta in undici Stati membri tra cui il Belgio, la Francia, la Germania, l'Italia e la Polonia.

Nella relazione finale dell'indagine settoriale si evidenzia che i meccanismi di remunerazione della capacità devono rispondere ad un genuino bisogno di sicurezza dell'approvvigionamento ed essere concepiti in modo tale da evitare le distorsioni della concorrenza e garantire la sicurezza dell'approvvigionamento al minor costo possibile per i consumatori.

Il piano italiano, approvato dalla Commissione Europea nel febbraio del 2018, prevede l'introduzione di un meccanismo di remunerazione di capacità sotto forma di capacity market, la cui partecipazione è aperta a tutte le risorse. Il meccanismo è stato approvato per un periodo di dieci anni, durante i quali l'Italia attuerà anche alcune riforme del mercato, con cui intende porre rimedio ai rischi strutturali che caratterizzano l'approvvigionamento del mercato dell'energia elettrica

In sintesi, lo schema si sostanzia nel fatto che i fornitori di capacità possono ottenere una compensazione finanziaria in cambio della disponibilità a produrre energia elettrica o, nel caso degli operatori della gestione della domanda, della disponibilità a ridurre il consumo di energia elettrica.

Il meccanismo di remunerazione della capacità sarà accompagnato anche da alcune riforme del mercato; la prima riforma riguarda il miglioramento della rete di trasmissione nazionale: l'intenzione è quella di investire nella capacità di trasmissione transfrontaliera e realizzare una serie di riforme che consentiranno ai mercati dell'energia elettrica di inviare segnali di investimento più chiari. Queste riforme, tuttavia, non risultano sufficienti a garantire il livello auspicato di sicurezza dell'approvvigionamento a breve termine, ed è per questo che, alla luce delle attuali circostanze, il meccanismo di remunerazione della capacità si rivela necessario.

Il recente Decreto Ministeriale del 28 giugno 2019 approva la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica (Capacity Market); il provvedimento disciplina appunto le remunerazioni supplementari pagate ai grandi impianti di produzione elettrica, per la loro

disponibilità a produrre energia in caso di problemi strutturali di sicurezza, e gli incentivi destinati agli operatori della gestione della domanda, per la disponibilità a ridurre i propri consumi. Sarà dunque individuato il valore massimo del premio e del prezzo di esercizio tale da ridurre i costi del sistema e gli oneri a carico dei consumatori, con verifica degli effetti prodotti. Questo meccanismo, quindi, contribuisce attivamente al processo di decarbonizzazione del settore elettrico, favorendo la realizzazione di nuova capacità di sostituzione, necessaria al fine di garantire l'adeguatezza del sistema.

2.2.2 Pianificazione e programmazione energetica nazionale

2.2.2.1 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 con energia prodotta da fonti rinnovabili il 17% dei consumi finali lordi nazionali.

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 tabella.

Tabella 2.2 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.

2.2.2.2 Strategia Energetica Nazionale (SEN)

Con D.M. 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, il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico.

Di seguito si riportano i principali obiettivi e le misure previste nel documento analizzato.

Decarbonizzazione e fonti rinnovabili

- **Target di sviluppo delle fonti rinnovabili per un contributo pari al 30% sui consumi finali di energia al 2030**, da raggiungere con traiettoria coerente con quanto indicato dalla Governance Europea (quindi pressoché lineare).
- Per il **settore elettrico** è attesa una produzione da FER di **187 TWh**, pari al **55,4%** dei consumi finali lordi di energia elettrica (vs il 55% della SEN). Previsto un contributo rilevante del fotovoltaico con circa **31 GW aggiuntivi** (30 GW nella SEN) da installare soprattutto su superfici edificate, tettoie, parcheggi, aree di servizio e, per gli impianti a terra, zone improduttive (es. superfici agricole non utilizzate).
 - **Autoconsumo e comunità energetiche** - è previsto il **mantenimento dell'esenzione dal pagamento degli oneri di sistema** (componente variabile) per le configurazioni *one-to-one* e **l'estensione di tale beneficio alle community**. La sostenibilità del meccanismo sarà monitorata per valutare l'eventuale partecipazione agli oneri di sistema delle configurazioni con potenza maggiore di 50 kW. Sarà comunque mantenuta la partecipazione alla copertura degli oneri di rete per le configurazioni connesse alla rete pubblica. L'estensione dell'ambito e le condizioni per la realizzazione delle comunità energetiche saranno meglio definite in esito ad uno studio in corso di svolgimento (studio finanziato dalla Commissione Europea e svolto da RSE per conto del MSE), mentre è già prevista la possibilità di realizzazione di **nuovi SDC** (sistemi di distribuzione chiusi, ad oggi non realizzabili secondo la normativa vigente in Italia).
 - **Meccanismi di supporto per i grandi impianti** - si manterrà il **meccanismo di aste competitive affiancato dai PPA**. Per i PPA in una prima fase sarà valutato il ruolo dello Stato tramite progetti pilota nell'ambito del Piano d'azione nazionale sugli acquisti verdi della PA.
- Per il **settore trasporti** è previsto un contributo da fonti rinnovabili pari a 21,6% dei consumi settoriali, da raggiungere soprattutto con **biocarburanti avanzati e mobilità elettrica**. In particolare, sono previsti **6 milioni di veicoli elettrici** di cui **1,6 puri (BEV)**.
- Per il settore termico il target (33%) verrà raggiunto mediante la promozione delle biomasse e delle **pompe di calore**, la riqualificazione del parco edilizio e lo sfruttamento del potenziale residuo da teleriscaldamento.

Sicurezza energetica e mercato interno dell'energia

- Per il **settore gas** si procederà all'**ottimizzazione** dell'uso delle **infrastrutture esistenti** e allo sviluppo del mercato del GNL e all'ammodernamento della rete di trasporto.
- Per il **settore elettrico** sono previste le seguenti linee di azione:
 - Sviluppo della rete di trasmissione secondo quanto previsto nel Piano di Sviluppo di Terna 2018 e ulteriore sviluppo tramite l'incremento di 1.000 MW sulla dorsale adriatica. Gli investimenti cumulati per la rete di trasmissione sono pari a 10,5 mld€ per il periodo 2017-30.
 - **Accumuli**: incremento dell'utilizzo degli impianti esistenti, sviluppo di **nuova capacità per un totale di 6 GW**, di cui 3 GW da impianti di pompaggio e 3 GW da accumuli elettrochimici a servizio della rete, da promuovere attraverso meccanismi di mercato. Inoltre, è previsto un forte contributo anche da accumuli distribuiti (15 GWh), da promuovere tramite un meccanismo ad hoc che premi l'energia autoconsumata e preveda un ruolo attivo del DSO.
 - Mantenimento delle condizioni di adeguatezza tramite l'implementazione del **meccanismo di remunerazione della capacità (CRM), il Capacity Market**. A tale riguardo è confermata l'intenzione di introdurre **limiti emissivi della CO₂ da subito per escludere gli impianti a carbone dal CRM**. Si procederà dunque ad una **notifica integrativa** della misura di aiuto alla Commissione europea, con l'obiettivo di far diventare operativo il sistema già nel **2019**.
 - **Nuova capacità a gas per circa 3 GW**. Da informazioni informali ricevute da RSE, questo valore è il risultato delle simulazioni del modello energetico RSE che ottimizza le risorse per la copertura del solo fabbisogno in "energia". In tal senso, tale valore **non tiene conto di valutazioni sull'adeguatezza** del sistema (valutazioni effettuate tenendo conto delle esigenze in "potenza" del sistema elettrico) e pertanto il valore di capacità indicato **potrebbe essere sensibilmente incrementato**.
 - **Ampia partecipazione al mercato elettrico** da parte di tutte le risorse, con riferimento in particolare alla gestione della domanda, alle aggregazioni, alle fonti rinnovabili e agli accumuli (anche tramite promozione del V2G), secondo principi di neutralità tecnologia e minimizzazione dei costi. Relativamente alla **demand response**, non viene esplicitato il contributo quantitativo previsto per il 2030, pur essendo richiamato diffusamente nel testo tra gli strumenti per garantire la transizione verso il nuovo assetto del sistema elettrico. In tal senso, si procederà con i progetti pilota di Terna fino alla completa integrazione nel sistema di regole. Per quanto riguarda il **V2G**, in una prima fase sperimentale saranno introdotti meccanismi per la partecipazione ai mercati dei servizi prevedendo specifiche misure di riequilibrio nel pagamento degli oneri di sistema (viene fatto esplicito riferimento all'emanando decreto). Successivamente tali meccanismi saranno applicati in via estensiva previa valutazione di impatto ed eventuali adeguamenti.

- Promozione di un **ruolo più attivo del DSO**, in veste di “facilitatore” e attraverso un aggiornamento delle responsabilità nella fornitura dei servizi di rete e nuovi modelli di cooperazione tra TSO e DSO. In un secondo momento sarà valutato il passaggio progressivo verso un **modello decentralizzato di dispacciamento**.
- Incremento della resilienza e della flessibilità del sistema. Gli **investimenti** cumulati per le reti di distribuzione sono pari a **25,7 mld€ per il periodo 2017-30**.
- Confermato il superamento del regime di **maggior tutela a luglio 2020**.

Efficienza energetica

- Il target non vincolante sulla riduzione di energia primaria è posto pari al 43% (rispetto ai valori tendenziali 2030 fissati nel 2007). Il **target vincolante di riduzione dei consumi finali annui** è posto pari allo **0,8%** (rispetto alla media del periodo 2016-18) e verrà perseguito, in continuità con quanto prevedeva la SEN, soprattutto nei settori residenziale e trasporti nonché grazie al raggiungimento degli obiettivi sulle fonti rinnovabili (es. tramite la diffusione delle pompe di calore e della mobilità elettrica).

In termini di decarbonizzazione l'impegno a promuovere il *phase out* in tempi relativamente brevi deve quindi comprendere contestualmente l'impegno **alla realizzazione negli stessi tempi delle infrastrutture aggiuntive e l'adesione ad un sistema di intervento e di monitoraggio per autorizzare e realizzare le opere in tempi coerenti con il 2025**, una volta che le stesse opere siano state valutate sotto il profilo ambientale e del rapporto costi/benefici. Il *phase out* del carbone rappresenterà, infatti, una discontinuità importante nel sistema elettrico nazionale, che dovrà essere affrontata ricorrendo ad un mix equilibrato di misure e strumenti quali nuovi sistemi di accumulo, sviluppo smart delle reti, nuove risorse (demand response e vehicle grid integration) e nuovi impianti a gas per colmare il fabbisogno residuo del sistema.

Per realizzare il phase out in condizioni di sicurezza, è necessario realizzare in tempo utile il piano di interventi indispensabili per gestire la quota crescente di rinnovabili elettriche e completarlo con ulteriori, specifici interventi in termini di infrastrutture e impianti, anche riconvertendo gli attuali siti con un piano concordato verso poli innovativi di produzione energetica.

Ad oggi, come evidenzia il SEN 2017, la diminuzione della potenza termoelettrica disponibile ha ridotto il margine di riserva, secondo le analisi di Terna, dal 30% del 2012-2014 a circa il 10% nel 2016; tale margine, sebbene sufficiente in condizioni standard, ha dimostrato di poter diventare critico e presentare dei rischi per la sicurezza in condizioni climatiche estreme e di variabilità dell'import. Ciò anche in ragione del fatto che la sostituzione di capacità termica con capacità rinnovabile non programmabile risente ancora – in termini di contributo all'adeguatezza del sistema

– della limitata disponibilità delle fonti rinnovabili in particolari momenti della giornata, nonché della loro variabilità.

In questi termini la politica del *Capacity Market*, rappresenta una delle principali soluzioni già messe in campo per garantire l'adeguatezza del sistema e dovrebbe superare le difficoltà incontrate di recente nel mantenimento di adeguati margini di riserva in condizioni di stress (picco di domanda, variazioni di import). Questo non sarà riservato solo alla capacità termoelettrica ma aperto ad una pluralità di opzioni tecnologiche, nazionali e cross border.

Lo scenario di penetrazione delle rinnovabili e di contestuale riduzione della produzione termoelettrica renderebbe necessario, secondo le stime di Terna, l'ulteriore capacità flessibile (i.e. OCGT⁴ o CCGT⁵). Terna stima tale necessità fino a 1,5 GW entro il 2025 (connessa al *phase out* del carbone), cui andrebbe ad aggiungersi un ulteriore potenza di 1 GW con orizzonte 2030. La dislocazione dovrà essere opportunamente promossa nel territorio, in relazione all'evoluzione del sistema. I tempi di realizzazione e i costi (quindi i tempi di ammortamento) possono essere drasticamente ridotti utilizzando i gruppi di cicli combinati dismessi o convertendo alcuni impianti CCGT al funzionamento in ciclo semplice.

Come detto nel § 2.2.1.3 il piano di *Capacity Market* proposto dall'Italia è stato approvato dall'UE nel febbraio 2018 e **risulta evidente come il progetto previsto per la Centrale di Brindisi rientri nell'ambito delle azioni necessarie per garantire sicurezza e flessibilità al sistema di produzione e distribuzione del sistema elettrico.**

2.2.2.3 Proposta di Piano nazionale integrato per l'energia e il clima per il periodo 2021-2030 (PNIEC)

Il 31 dicembre 2018 il MISE ha pubblicato la proposta di Piano Nazionale integrato per l'energia e il clima per il periodo 2021-2030 (PNIEC), un documento attualmente in fase di osservazione, il termine della quale è previsto per il 5 settembre 2019, e la cui approvazione è prevista entro il dicembre 2019.

Per supportare e fornire una robusta base analitica al PNIEC sono stati realizzati:

- uno scenario BASE che descrive una evoluzione del sistema energetico con politiche e misure correnti;
- uno scenario PNIEC che quantifica gli obiettivi strategici del piano.

⁴ Open Cycle Gas Turbine

⁵ Combine Cycle Gas Turbine

La tabella seguente illustra i principali obiettivi del piano al 2030 su rinnovabili, efficienza energetica ed emissioni di gas serra e le principali misure previste per il raggiungimento degli obiettivi del Piano.

Tabella 2.2-1 – Principali obiettivi su energia e clima dell’UE e dell’Italia al 2020 e al 2030

	Obiettivi 2020		Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA	UE	ITALIA (PNEC)
Energie rinnovabili (FER)				
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia	20%	17%	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi di energia nei trasporti	10%	10%	14%	21,6%
Quota di energia da FER nei Consumi Finali Lordi per riscaldamento e raffrescamento			+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza Energetica				
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-20%	-24%	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-1,5% annuo (senza trasp.)	-1,5% annuo (senza trasp.)	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni Gas Serra				
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-21%		-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-10%	-13%	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-20%		-40%	

Sul fronte della domanda energetica, quindi, il PNIEC prevede un 30% di consumi finali lordi (CFL) coperti da fonti rinnovabili (FER) da raggiungere entro il 2030. Scomponendo la domanda nei diversi settori chiave, il contributo delle FER risulta così differenziato:

- un 55,4% di quota rinnovabile nel settore elettrico,
- un 33% nel settore termico (usi per riscaldamento e raffrescamento)
- un 21,6% per quanto riguarda l’incorporazione di rinnovabili nei trasporti.

In quest’ultimo contesto, gli autori del documento si aspettano un importante contributo delle auto elettriche e ibride al 2030, con una diffusione complessiva di quasi 6 milioni di veicoli ad alimentazione elettrica di cui circa 1,6 milioni di mezzi *full electric*.

Sul piano dell’efficienza energetica, il PNIEC prevede una riduzione dei consumi di energia primaria del 43% e del 39,7% dell’energia finale (rispetto allo scenario PRIMES 2007). Per quanto riguarda, invece, il livello assoluto di consumo di energia

al 2030, l'Italia persegue un obiettivo di 132,0 Mtep di energia primaria e 103,8 Mtep di energia finale.

Sul fronte emissioni, invece, il testo riporta una riduzione dei gas serra del 33% per tutti i settori che non rientrano nell'ETS, il mercato del carbonio europeo, ossia trasporti (esclusa l'aviazione), residenziale, terziario, industria non energivora, agricoltura e rifiuti.

Nel dettaglio per quel che riguarda la decarbonizzazione nel PNIEC si specifica che [...] *l'Italia ritiene di accelerare la transizione dai combustibili tradizionali alle fonti rinnovabili, promuovendo il graduale abbandono del carbone per la generazione elettrica a favore di un mix elettrico basato su una quota crescente di rinnovabili e, per la parte residua, sul gas.* Si specifica anche che [...] *per il verificarsi di tale transizione sarà necessario realizzare con la dovuta programmazione gli impianti sostitutivi e le necessarie infrastrutture.*

L'Italia attuerà tutte le politiche e misure necessarie al raggiungimento degli obiettivi di riduzione di gas a effetto serra concordate a livello internazionale ed europeo. Per i settori coperti dal sistema di scambio quote EU ETS - innanzitutto il termoelettrico e l'industria energivora - oltre a un livello dei prezzi della CO2 più elevato rispetto a quello degli ultimi anni, contribuiranno il phase out dal carbone, programmato entro il 2025, e una significativa accelerazione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica nei processi di lavorazione. [...].

Il PNIEC evidenzia in ogni caso che il gas continuerà a svolgere nel breve-medio periodo una funzione essenziale, in sinergia con le fonti rinnovabili, per gli usi industriali e domestici e soprattutto per la generazione elettrica, pertanto occorre continuare a prestare una particolare attenzione alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento.

In tal senso tra le misure previste al fine di garantire l'adeguatezza e il mantenimento degli standard di sicurezza del sistema elettrico, gas e prodotti petroliferi nel PNIEC si ipotizza, tra gli altri interventi, la possibilità di localizzare nuovi impianti termoelettrici a gas a ciclo aperto ad alta efficienza per il bilanciamento della rete (peaker) laddove la chiusura delle centrali a carbone ne renderà necessaria la costruzione.

Come detto la proposta di Piano è oggi in fase di osservazione e il 21 marzo 2019 si è aperta la procedura di Valutazione Ambientale Strategica del Piano che dovrà essere approvato entro il 2019, tenendo conto anche delle raccomandazioni pervenute dalla Commissione Europea il 18 giugno 2019.

Lo sviluppo del progetto di conversione della Centrale di Brindisi è sicuramente in linea con il processo di decarbonizzazione su cui si imposta il PNIEC e nello stesso

tempo garantisce l'efficienza e la flessibilità che lo stesso piano propone soprattutto nella fase transitoria, quanto l'utilizzo del gas continuerà a svolgere una funzione essenziale per la stabilità del sistema energetico italiano.

2.2.2.4 Quadro strategico 2019-2021 di ARERA

Il 9 aprile 2019 si è svolta la consultazione (139/2019/A) per la presentazione del nuovo Quadro Strategico 2019-2021 di ARERA le cui audizioni si sono concluse il 9 maggio 2019; l'approvazione del documento è avvenuta con deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente n. 242/2019/A del 18 giugno 2019.

Nel documento presentato, oltre ad obiettivi strategici (OS) per gli ambiti specifici "Ambiente" ed "Energia", l'Autorità ha individuato una serie di temi trasversali che vanno dalla tutela di un consumatore consapevole all'innovazione di sistema, fino agli interventi sulla stessa regolazione in un'ottica di semplificazione, trasparenza ed *enforcement*.

Tra i principali obiettivi del documento si segnalano:

- un ruolo di maggiore centralità del consumatore, al quale si forniranno strumenti e azioni per una maggiore consapevolezza nelle proprie scelte;
- una valorizzazione dell'innovazione della tecnologia e dei processi in ambito energetico ambientale;
- una particolare attenzione allo sviluppo uniforme nelle diverse aree del paese, cui saranno applicati principi di regolazione asimmetrica al fine di rendere territorialmente più omogeneo il livello dei servizi pubblici.

Per quanto riguarda nello specifico l'area energia, il primo obiettivo è la creazione di "mercati efficienti e integrati a livello europeo". Nell'elettrico *"l'Autorità dovrà armonizzare il disegno del mercato italiano compatibile con quello europeo, pur preservando la gestione centralizzata e co-ottimizzata del sistema da parte di Terna"*.

Gli obiettivi di decarbonizzazione introdotti a livello europeo e declinati a livello nazionale dalla proposta di Piano nazionale integrato energia clima, i limiti mostrati dal modello attuale di mercato elettrico nel supportare lo sviluppo di infrastrutture di generazione (al di fuori dagli schemi di incentivazione), e il progressivo superamento delle logiche storiche di approvvigionamento del gas naturale a favore di nuovi equilibri di mercato a livello globale, sono tre elementi che pongono una sfida importante per garantire l'adeguatezza e la sicurezza del sistema elettrico e del gas naturale nel medio periodo e uno loro sviluppo e funzionamento efficiente.

Tale sfida chiama in causa la regolazione che deve fornire risposte efficaci proponendo un nuovo modello di mercato chiaro e coerente, riuscendo a conciliare la progressiva centralizzazione a livello europeo delle decisioni, con responsabilità

che spesso restano a livello nazionale e sistemi nazionali molto diversi fra loro per ragioni storiche, culturali e territoriali.

In questo ambito si inquadrano le riforme regolatorie che, accanto a quelle che si stanno discutendo nel settore del gas naturale, dovranno accompagnare il settore elettrico nell'implementazione delle norme del *Clean Energy Package* (CEP). In quest'ambito l'Autorità individua, nel documento approvato, quattro obiettivi strategici.

- OS.16 Sviluppo di mercati dell'energia elettrica e gas sempre più efficienti e integrati a livello europeo;
- OS.17 Funzionamento efficiente dei mercati *retail* e nuove forme di tutela dei clienti di piccola dimensione nel contesto liberalizzato;
- OS.18 Razionalizzazione e semplificazione dei flussi informativi per un corretto funzionamento dei processi di mercato;
- OS.19 Miglioramento degli strumenti per la gestione del rischio di controparte nei servizi regolati

Tra le principali linee di intervento rispetto all'OS 16 si individuano le seguenti, di particolare interesse in relazione al progetto in esame:

[...]

e. Completamento della disciplina del mercato della capacità.

f. Adeguamento della disciplina del mercato della capacità a seguito dell'entrata in vigore delle norme europee del CEP.

[...]

h. Revisione delle logiche di attribuzione dei costi di trasporto gas e dei relativi oneri agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da gas naturale, al fine di evitare sussidi e inefficienze.

[...]

La necessità di garantire l'equilibrio economico finanziario con gli obiettivi di efficientamento del servizio presenta nuove sfide e richiede lo sviluppo di nuovi strumenti regolatori che dovranno tenere conto anche delle nuove e diverse prospettive che si profilano per i settori gas ed elettrico, il primo chiamato a supportare la fase di transizione verso la decarbonizzazione, il secondo al centro del processo di trasformazione dei sistemi energetici e chiamato a supportare nuovi utilizzi (ad es. la mobilità elettrica), il crescente ruolo della produzione diffusa e l'integrazione di questa con il consumo.

Il nuovo pacchetto di norme europee del *Clean Energy Package* prevede una sempre maggiore partecipazione della domanda ai mercati energetici; lo sviluppo delle infrastrutture dovrà tenere debito conto dei nuovi elementi di contesto assicurando che i costi che i consumatori sono chiamati a coprire siano efficienti e sostenibili, che

le priorità di investimento degli operatori siano allineate alle esigenze del sistema e che, i livelli di qualità del servizio convergano in tutte le aree del Paese allineati verso quelli delle aree meglio servite. In questo contesto l’Autorità individua due obiettivi strategici:

- OS.20 Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio
- OS.21 Promozione della qualità del servizio di rete, inclusa la misura, e della gestione attiva delle reti di distribuzione

Il sistema energetico è chiamato a gestire le sfide della decarbonizzazione in un contesto di crescente armonizzazione a livello europeo delle politiche energetiche, ove i singoli Piani nazionali integrati energia clima (PNIEC) rappresenteranno un importante strumento per il raggiungimento degli obiettivi europei.

Analogamente, il quadro regolatorio complessivo sarà sempre più affidato ad ACER, l’Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali di energia a cui le nuove disposizioni del *Clean Energy Package* attribuiscono nuove competenze e poteri decisionali diretti anche in ambiti sinora riservati alla regolazione nazionale.

In questo contesto l’Autorità ritiene di dover rafforzare la propria partecipazione, infatti l’Autorità ha sempre promosso la partecipazione attiva alle iniziative di condivisione delle buone pratiche regolatorie a livello internazionale e in particolare con i regolatori della Comunità energetica (ECRB) e del bacino Mediterraneo (MEDREG). In quest’ambito l’Autorità individua due obiettivi strategici:

- OS.22 Promozione di regole europee coerenti con le specificità del sistema nazionale
- OS.23 Collaborazione con altre istituzioni sui temi regolatori, di sostenibilità ed economia circolare

Tra le principali linee di intervento rispetto all’OS 22 si individuano le seguenti, di particolare interesse in relazione al progetto in esame:

a. Promozione di decisioni di ACER che rispettino l’architettura central dispatch del sistema italiano nell’ambito dell’adozione delle metodologie previste dai regolamenti europei già in vigore per il settore elettrico (in particolare i regolamenti relativi al disegno dei mercati e alla gestione operativa dei sistemi).

[.....]

c. Contributo attivo alle nuove proposte legislative europee relative alle misure per la decarbonizzazione del settore del gas naturale, che dovrebbero vedere la luce nel corso del 2020.

d. Promozione di un nuovo assetto del mercato europeo del gas naturale che superi la definizione di aree entry-exit nazionali e consenta la copertura dei costi di trasporto attraverso modalità non distorsive del funzionamento dei mercati interconnessi e in grado di massimizzare i benefici per i consumatori finali.

e. Promozione di un pieno e rapido allineamento al modello di regolazione europea dei regimi regolatori dei paesi extra-UE, in particolare per quelli con cui il sistema elettrico italiano si troverà a essere interconnesso (nel breve periodo Montenegro e area balcanica e nel medio periodo area mediterranea) e collaborazione con i regolatori dell'Energy Community e di Medreg.

[...]

Il progetto in esame trova la sua piena coerenza con la linea di intervento OS16e circa il completamento della disciplina del mercato della capacità e, in linea generale è sinergico rispetto a obiettivi e misure soprattutto legate all'efficientamento e integrazione del sistema energetico nazionale e internazionale.

2.2.3 Pianificazione e programmazione energetica regionale

2.2.3.1 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.

E' 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 278/2018 ai sensi dell'art 13 c.2 del D.Lgs 152/2006 e ss.mm.ii

I principali macrobiettivi 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

1. Favorire l'aggiornamento del quadro di riferimento analitico relativo a produzione e consumi energetici; verificare la sostenibilità dell'attuale bilancio e mix energetico; verificare gli obiettivi intermedi e finali previsti dal Burden Sharing; creazione di uno specifico tavolo di lavoro regionale preposto alla verifica e al monitoraggio degli obiettivi assegnati alla Puglia;
2. [.....];
Definire le misure necessarie per assicurare uno sviluppo sostenibile del sistema energetico regionale;
3. Risposte e analisi di coerenza con pianificazione nazionale (SEN, PAEE), definizione di scenari energetici regionali.

B. SOSTEGNO ALLE FER - FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

1. Contribuire al miglioramento della transizione energetica volto a realizzare la cessazione della produzione termoelettrica a carbone secondo gli obiettivi nazionali della SEN 2017;
2. [.....]
3. Favorire il progressivo contributo al mix energetico regionale derivante dall'impiego sostenibile delle biomasse, riconoscendo: il carattere "multifunzionale" delle sue filiere produttive (valenza sociale, economica ed ambientale); l'ampia gamma di prodotti ed utilizzi energetici che ne possono conseguire; l'attitudine verso un modello decentrato di "generazione distribuita"; il tendenziale soddisfacimento diretto, localmente circoscritto, delle esigenze energetiche;
4. [.....]

C. CONSISTENZA E POTENZIALITA' DELL'INFRASTRUTTURA ELETTRICA

[.....]

D. SOLUZIONE TRANSITORIA VERSO IL "NO FOSSIL"

1. Definire scenari e politiche di transizione: chiara attribuzione di valore alle fonti rinnovabili quale risposta al progressivo spegnimento delle centrali tradizionali.
2. **Prevedere l'impiego del gas naturale o di altri combustibili eco-compatibili per la transizione energetica;**
3. **Introdurre soluzioni innovative per la decarbonizzazione dei cicli energetici (produzione e consumi); ridurre il consumo di risorse naturali / fossili e di energia primaria da parte delle attività industriali.**
4. Introdurre set di misure compensative-tipo da poter considerare nell'ambito di procedimenti di VIA di infrastrutture lineari energetiche (es. trasporto e distribuzione di gas).

E. RIDUZIONE DEI CONSUMI ED ENERGIA CIRCOLARE

[....]

F. INNOVAZIONE E RICERCA

[.....]

G. ASSETTO SOCIO ECONOMICO

[.....]

H. COSTRUZIONE DI SCENARI ENERGETICI

[.....]

I. SOSTENIBILITA' DEL MIX E COMPETIZIONE TRA LE FONTI

1. Selezionare progettualità che esprimano la massima coerenza tra la previsione del programma di produzione degli impianti e la fornitura di servizi di rete;
2. Analizzare le opportunità offerte dall'utilizzo di sistemi di accumulo per aumentare l'efficienza di gestione delle FER non programmabili;
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.);
4. [.....].

J. GARANTIRE LA SOSTENIBILITA' AMBIENTALE E PAESAGGISTICA NELLA REALIZZAZIONE DELLE FER

[.....]

Il PEAR oggi vigente contiene indirizzi e obiettivi strategici in campo energetico in un orizzonte temporale di dieci anni. Il Piano concorre pertanto 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.

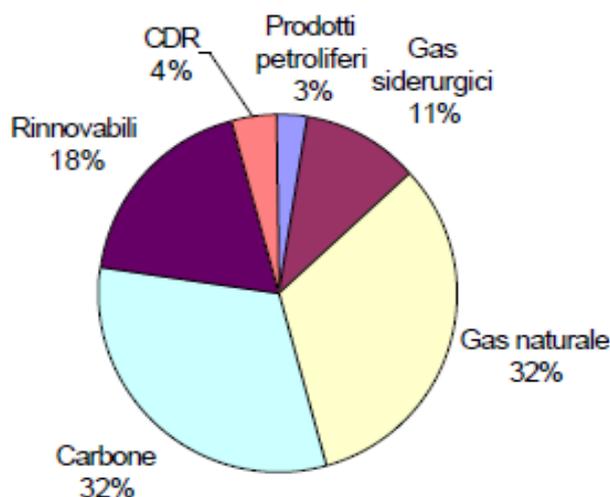


Figura 2.2.1 – Ripartizione del contributo delle fonti energetiche alla produzione di energia elettrica nello scenario obiettivo

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

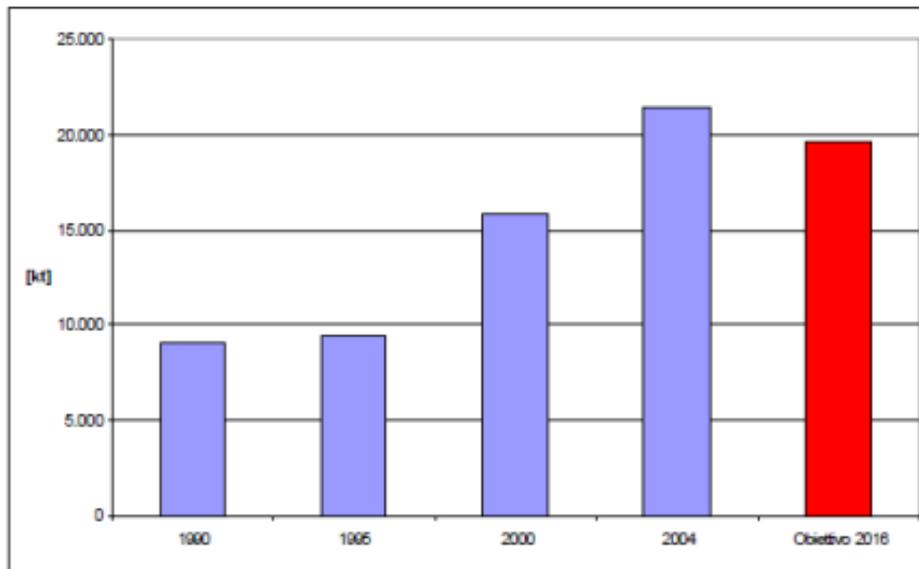


Figura 2.2.2 – Emissioni di CO₂ per la produzione di energia elettrica

Il piano, rispetto a questo tema, 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.

In sintesi, quindi l'obiettivo minimo del PEAR 2007 e le relative linee d'azione, come già precedentemente evidenziate, sono riportati nello schema successivo.

La generazione di energia elettrica da fonti fossili	
Obiettivo minimo	Il piano considera il ricorso all'installazione di altre centrali termoelettriche di grossa taglia, come possibilità praticabile esclusivamente nel caso in cui ciò non sia accompagnato da ulteriore incremento delle emissioni di CO ₂ . Inoltre non si ritiene opportuno sviluppare ulteriormente la produzione di energia elettrica al solo scopo di creare opportunità di mercato all'estero.
Linee d'azione	<ul style="list-style-type: none"> • 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 • Riduzione dell'impatto sull'ambiente sia a livello globale che locale • Necessità 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

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*
 - I. *Promuovere il completamento delle filiere produttive e favorire la ricaduta occupazionale sul territorio*
- F. *Promuovere ricerca in ambito energetico;*
- G. *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 (Figura 2.2.1): gas naturale (32%), carbone (32%), rinnovabili 18%), gas siderurgico (11%), CDR (4%) prodotti petroliferi (3%).

Ad oggi si assiste, rispetto al mix fotografato al 2004 (che vedeva carbone (57%) seguito da prodotti petroliferi (16%), gas naturale (13%), gas siderurgico (11%), rinnovabili al 3%), ad una non ancora compiuta parificazione tra gas naturale e carbone ma lo spread è sensibilmente calato oltre ad 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 2007, in particolare, prevede, per il polo di Brindisi la riduzione, in un orizzonte temporale di 10 anni, delle emissioni di CO₂ del 25%. Nelle centrali di Cerano e Brindisi Nord, rispetto ai valori del 2004 o a quelli calcolati nella relazione del Comitato Tecnico, mediante la riduzione dell'uso del carbone e ulteriore riduzione mediante l'utilizzo di almeno il 5% di CDR in combustione mista. In tale direzione va approvato e proseguito il confronto con le Società produttrici a partire dalle proposte avanzate dalle stesse della riduzione del 10% delle emissioni di CO₂.

L'aggiornamento del PEAR del 2018, di cui è stato attualmente approvato il documento preliminare come sopra riportato, prevede una nuova apertura in questa direzione, tra gli obiettivi da incardinare in quello macro legato alla decarbonizzazione dei sistemi energetici e all'economia circolare (obiettivi condivisi tra le strutture regionali impegnate nell'aggiornamento ex Dgr 1833/2017 che chiede di favorire l'utilizzo di CSS per co-combustione sostitutiva del carbone.

L'intervento previsto per la Centrale di Brindisi non è in netto contrasto con le politiche avanzate dal PEARS 2012, che di fatto ha già riconosciuto a questo impianto il suo ruolo nella produzione energetica regionale, soprattutto in termini di decarbonizzazione, che, ricordiamo, nella configurazione finale del progetto sarà completa per la Centrale in oggetto; con l'aggiornamento del PEAR di cui è stato approvato il Documento Preliminare nell'agosto 2018, è di fatto considerato tra gli obiettivi cardine il processo di decarbonizzazione dei principali sistemi energetici. Pertanto, il progetto in esame che prevede la messa fuori servizio di tutte le attuali unità a carbone, risulta ampiamente coerente con lo svilupparsi degli scenari e gli obiettivi della pianificazione energetica regionale.

Risulta poi evidente come, ci si debba confrontare con la necessità di aumentare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili quali, però, non possono garantire la flessibilità richiesta dal *Capacity Market*; anche in tal senso, l'adeguamento della centrale, che prevede nella configurazione finale la messa fuori delle attuali unità a carbone con 2 gruppi NGCC, concorre al raggiungimento degli obiettivi del PEAR e garantisce l'efficienza e la flessibilità energetica richiesta da programma del *Capacity Market*.

2.2.4 Coerenza del progetto con la programmazione energetica

Programmazione	Coerenza
<i>Proposta di Piano nazionale integrato per l'energia e il clima per il periodo 2021-2030 (PNIEC)</i>	Lo sviluppo del progetto di conversione della Centrale di Brindisi è sicuramente in linea con il processo di decarbonizzazione su cui si imposta il PNIEC e nello stesso tempo garantisce l'efficienza e la flessibilità che lo stesso piano propone soprattutto nella fase transitoria, quanto l'utilizzo del gas continuerà a svolgere una funzione essenziale per la stabilità del sistema energetico italiano.
<i>Quadro strategico 2019-2021 di ARERA</i>	Il progetto in esame trova la sua piena coerenza con la linea di intervento OS16e circa il completamento della disciplina del mercato della capacità e, in linea generale è sinergico rispetto a obiettivi e misure soprattutto legate all'efficientamento e integrazione del sistema energetico nazionale e internazionale.
<i>Quadro strategico 2015-2018 dell'AEEG</i>	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.
<i>Pianificazione energetica regionale (PEAR)</i>	L'intervento previsto per la Centrale di Brindisi non sono in netto contrasto con le politiche avanzate dal PEAR 2012, che di fatto ha già riconosciuto a questo impianto il suo ruolo nella produzione energetica regionale, soprattutto in termini di

	<p>decarbonizzazione. L'intervento previsto per la Centrale di Brindisi non è in netto contrasto con le politiche avanzate dal PEARS 2012, che di fatto ha già riconosciuto a questo impianto il suo ruolo nella produzione energetica regionale, soprattutto in termini di decarbonizzazione, che, ricordiamo, nella configurazione finale del progetto sarà completa per la Centrale in oggetto; con l'aggiornamento del PEAR di cui è stato approvato il Documento Preliminare nell'agosto 2018, è di fatto considerato tra gli obiettivi cardine il processo di decarbonizzazione dei principali sistemi energetici. Pertanto, il progetto in esame che prevede la dismissione di tutte le attuali unità a carbone, risulta ampiamente coerente con lo svilupparsi degli scenari e gli obiettivi della pianificazione energetica regionale.</p>
--	---

2.3 Pianificazione e programmazione socio-economica

2.3.1 Pianificazione e programmazione europea e nazionale

2.3.1.1 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 e rispetto agli adempimenti previsti nell'ambito del Semestre europeo di coordinamento delle politiche economiche.

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).

2.3.1.2 Accordo di Partenariato (AdP 2014-2020)

L'Accordo di Partenariato 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 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 programmatorio 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.

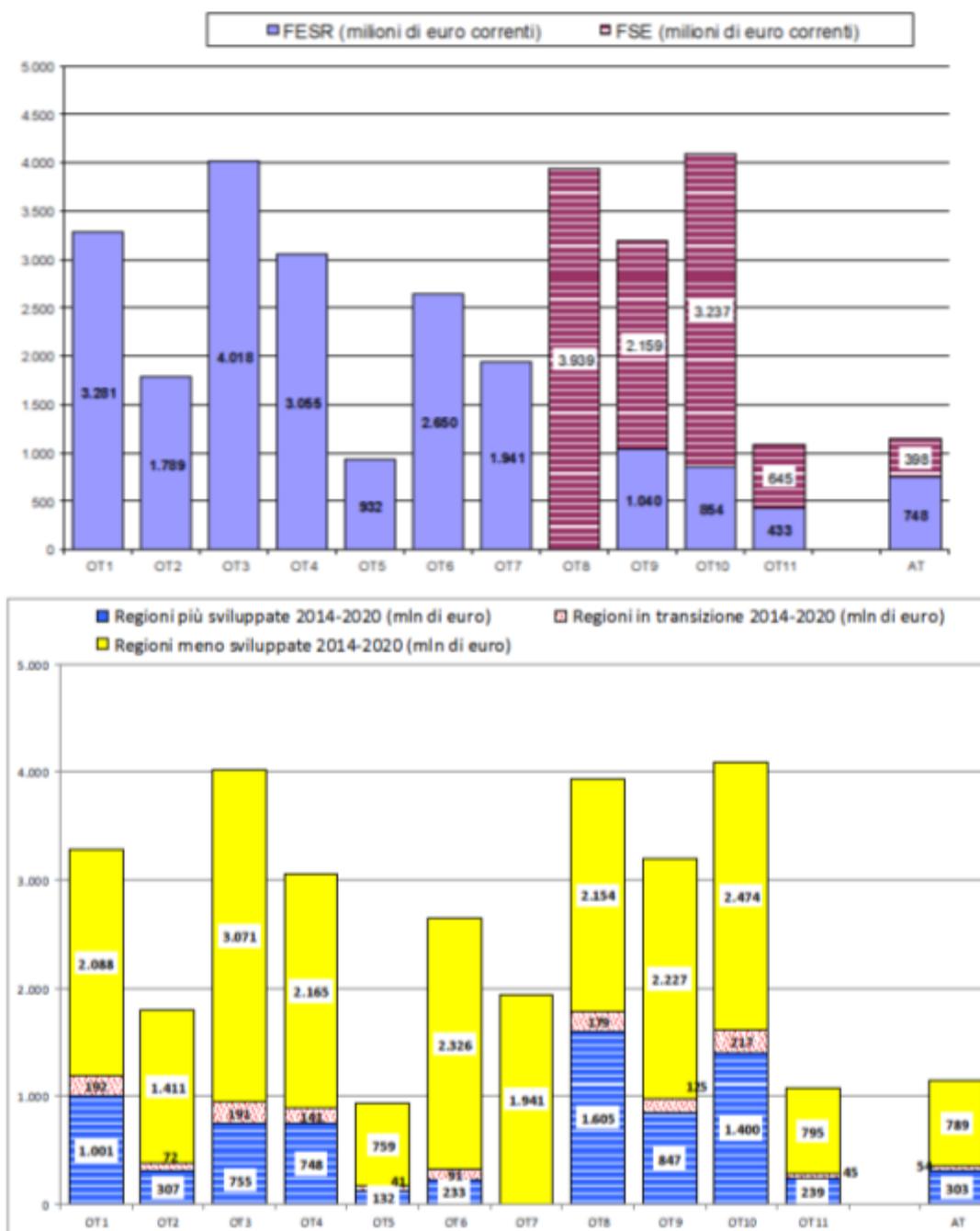
Il FSC, peraltro, si caratterizza per la sua prevalente vocazione all'investimento infrastrutturale e ambientale. I Fondi strutturali, anche per gli incentivi ad agire che essi incorporano, possono essere utilmente più concentrati sul rafforzamento, trasformazione e sviluppo del sistema delle imprese, 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 provincie autonome) più sviluppate corrispondono al Centro Nord geografico;
- le tre regioni in transizione (Abruzzo, Molise e Sardegna) e
- 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)).



Fonte dati: Accordo di Partenariato (2014-2020) Italia

Figura 2.3.1 – Italia: allocazione agli OT per Fondi FESR e FSE e per Categoria di regioni (Fondi 2014-2020, solo risorse comunitarie, milioni di euro, prezzi correnti)

Le precedenti figure riportano quindi le allocazioni dei Fondi strutturali previsti nell'Accordo di Partenariato, modulate per obiettivi tematici (OT) e gruppi di Regioni.

Seppure questi 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.

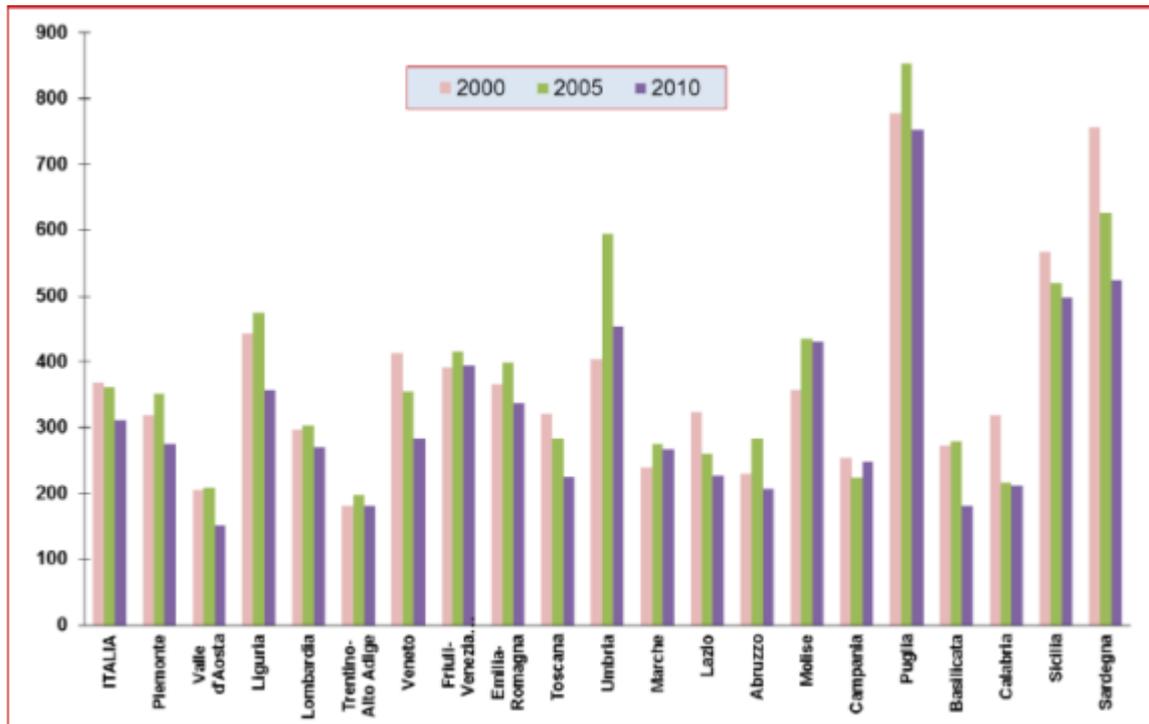
La condizione del sistema energetico italiano risente di vincoli strutturali non modificabili nel breve periodo, in primis l'elevata dipendenza del fabbisogno dall'approvvigionamento esterno. Su di essi hanno tuttavia inciso gli effetti della crisi economica in atto dal 2007 che ha compresso la domanda 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 per cento rispetto all'anno precedente, collocandosi su un livello di circa il 12 per cento inferiore a quello pre-crisi; i dati preliminari per il 2013, forniti dal gestore nazionale del sistema di trasmissione, indicano che l'energia

elettrica richiesta sulla rete è diminuita del 3,4 per cento, 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, sia privati, sia collettivi, nell'edilizia residenziale e nella gestione del patrimonio immobiliare pubblico, accresce il rendimento economico d'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. L'esistenza di ampi margini di riduzione degli impatti inquinanti dei processi produttivi e di consumo è testimoniata dall'andamento di medio periodo delle emissioni di gas serra e dalla sua composizione regionale. In crescita dal 1990 fino alla metà dello scorso decennio, i volumi emessi hanno preso a flettere in seguito al divampare della crisi economica, registrando un calo di circa il 15 per cento nel quinquennio terminante al 2010 e, secondo prime valutazioni, del 25 per cento circa fino al 2013. La flessione delle emissioni ha permesso all'Italia di rispettare gli obiettivi del cd. Protocollo di Kyoto che prevedevano una riduzione del 6,5 per cento nella media del quinquennio 2008-12 rispetto al riferimento del 1990.

Rapportate alla dimensione dei livelli produttivi misurati dal prodotto interno lordo, le emissioni mostrano una continua flessione il cui avvio precede la crisi economica, segno di un graduale, anche se ancora insufficiente processo di efficientamento energetico del sistema economico.



Fonte: elaborazioni su dati ISPRA e ISTAT

Figura 2.3.2 – Emissioni in atmosfera per regione in rapporto al PIL (ton CO₂eq / M€ a prezzi 2005)

La quota dei consumi di energia elettrica coperti con fonti rinnovabili – considerando come tali l'idroelettrico (al netto dei pompaggi), l'eolico, il fotovoltaico, il geotermoelettrico e le biomasse – è tradizionalmente considerata un indicatore dei progressi verso lo sviluppo sostenibile e il contenimento dei gas serra. La sua dinamica è fortemente positiva in tutte le regioni e per l'Italia nel suo complesso, salita dal 14,1 per cento del 2005 al 23,8 per cento del 2011.

Le linee d'azione previste per l'efficientamento energetico riguardano diversi settori, in particolare saranno sostenuti investimenti di cogenerazione e trigenerazione ad alto rendimento e la costruzione di reti di teleriscaldamento e teleraffrescamento, dando priorità al recupero termico in impianti alimentati a fonti rinnovabili; potranno essere realizzati interventi connessi a impianti già esistenti alimentati da fonti fossili sotto i 20 MW secondo il dettato della Direttiva CE 2003/87251, selezionati in modo da massimizzare gli effetti positivi in termini di riduzione di emissioni e di inquinamento atmosferico, soprattutto nei centri urbani.

Le principali linee d'azione e i risultati attesi per questo settore sono riportati nello schema successivo, mentre l'allocazione delle risorse per il loro adempimento è sintetizzata nel grafico di Figura 2.3.3.

Risultato atteso [A]	Indicatori di risultato [B]		Indicatori "CE comuni di risultato" previsti dai Regolamenti per il FSE e il FEASR [C]	Fondo
	Denominazione, Fonte, Periodicità	Definizione		
RA 4.1 Riduzione dei consumi energetici negli edifici e nelle strutture pubbliche o ad uso pubblico, residenziali e non residenziali e integrazione di fonti rinnovabili ²⁵²	<ul style="list-style-type: none"> - Consumi finali di energia per Unità di lavoro. Fonte: GSE e Istat; annuale - Consumi di energia elettrica della PA per Unità di lavoro. Fonte: Terna e Istat; annuale - Consumi di energia elettrica per illuminazione pubblica per superficie dei centri abitati. Fonte: Terna e Istat; annuale 	<ul style="list-style-type: none"> - Consumi finali di energia (elettrica e termica) misurati in Ktep per Unità di lavoro - Consumi di energia elettrica della PA misurati in GWh per Unità di lavoro della PA (media annua in migliaia) - Consumi di energia elettrica per illuminazione pubblica misurati in GWh per superficie dei centri abitati misurata in km² (valori espressi in centinaia) 		FESR
RA 4.2 Riduzione dei consumi energetici e delle emissioni nelle imprese e integrazione di fonti rinnovabili	<ul style="list-style-type: none"> - Consumi di energia elettrica delle imprese dell'agricoltura, dell'industria e delle imprese private del terziario (esclusa la PA); Fonte: Terna e Istat; annuale 	<ul style="list-style-type: none"> - Consumi di energia elettrica delle imprese dell'agricoltura misurati in Gwh per cento milioni di euro di Valore aggiunto dell'agricoltura (valori concatenati - anno di riferimento 2010) - Consumi di energia elettrica delle imprese dell'industria misurati in Gwh per cento milioni di euro di Valore aggiunto dell'industria (valori concatenati - anno di riferimento 2010) - Consumi di energia elettrica delle imprese del terziario servizi vendibili misurati in Gwh per cento milioni di euro di Valore aggiunto del terziario (esclusa la PA) (valori concatenati - anno di riferimento 2010) 	<ul style="list-style-type: none"> - Investimenti totali in risparmio ed efficienza energetici (art. 18) - Incremento di efficienza nell'uso di energia in agricoltura e nella trasformazione 	FESR FEASR
RA 4.3 Incremento della quota di fabbisogno energetico coperto da generazione distribuita sviluppando e realizzando sistemi di distribuzione intelligenti	<ul style="list-style-type: none"> - Consumi di energia elettrica coperti da fonti rinnovabili incluso ed escluso idro. Fonte: Terna e Istat; annuale 	<ul style="list-style-type: none"> - Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili (escluso idro) in percentuale dei consumi interni lordi di energia elettrica misurati in GWh - Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili (incluso idro) in percentuale sui consumi interni lordi di energia elettrica misurati in GWh 	<ul style="list-style-type: none"> - Investimenti totali nella produzione di energie rinnovabili - Investimenti totali nei sistemi di stoccaggio di energia rinnovabile in aree rurali 	FESR FEASR
RA 4.4 Incremento della quota di fabbisogno energetico coperto da cogenerazione e trigenerazione di energia	<ul style="list-style-type: none"> - Consumi di energia coperti da cogenerazione. Fonte: Terna e Istat; annuale 	<ul style="list-style-type: none"> - Produzione lorda di energia elettrica da cogenerazione in percentuale sui consumi interni lordi di energia elettrica misurati in GWh 	<ul style="list-style-type: none"> - Investimenti totali in risparmio ed efficienza energetici (art. 18) - Investimenti totali nella produzione di energie rinnovabili 	FESR FEASR

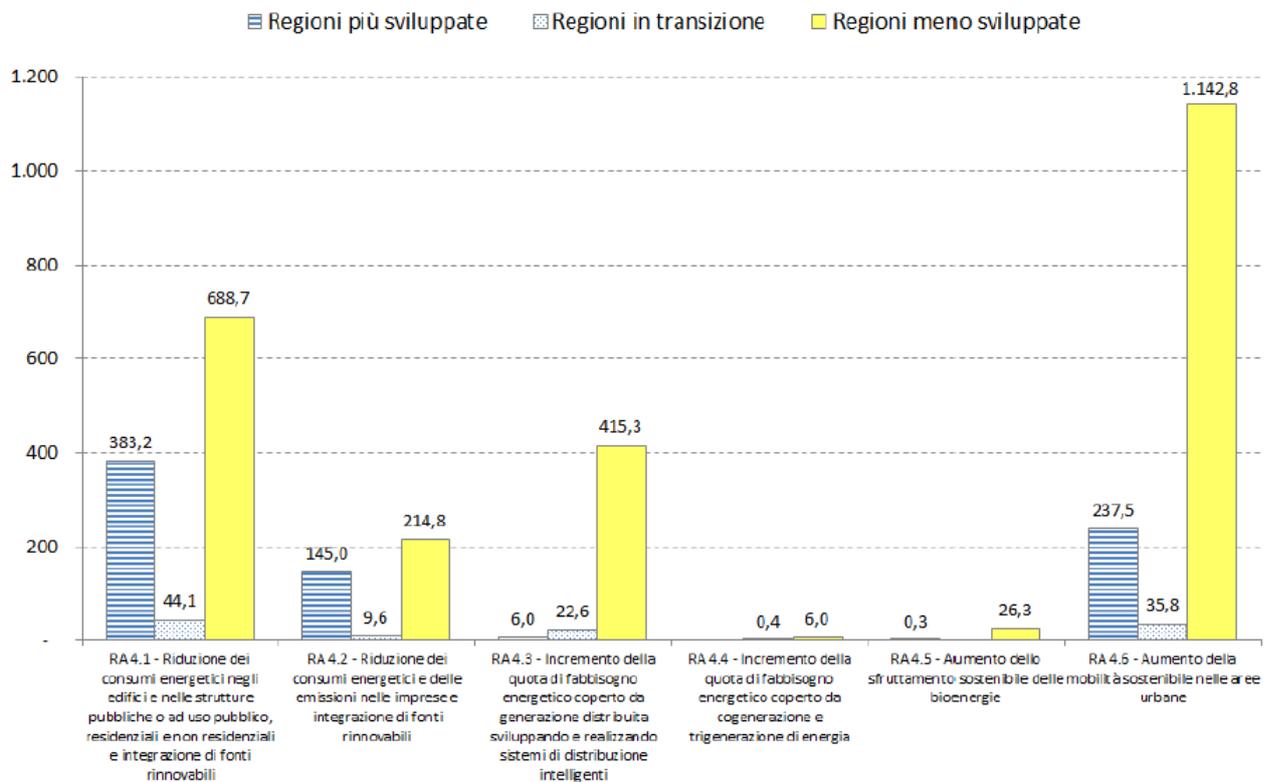


Figura 2.3.3 – Allocazione finanziaria programmata per risultato atteso e categoria di regione (solo FESR, milioni di euro)

2.3.2 Pianificazione e programmazione socio-economica regionale

2.3.2.1 Programma Operativo Regionale (POR) del Fondo Europeo di Sviluppo Regionale (FESR) 2014-2020

Il Programma Operativo della Regione Puglia 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.

2.A.4 Priorità d'investimento (4.c)

Priorità d'investimento	4.c) - Sostenere l'efficienza energetica, la gestione intelligente dell'energia e l'uso dell'energia rinnovabile nelle infrastrutture pubbliche, compresi gli edifici pubblici, e nel settore dell'edilizia abitativa
-------------------------	---

2.A.5 Obiettivi specifici corrispondenti alla priorità d'investimento e ai risultati attesi e azioni da sostenere

ID	4a)
Obiettivo specifico: RA 4.1	Ridurre i consumi energetici negli edifici e nelle strutture pubbliche o ad uso pubblico, residenziali e non, e integrare le fonti rinnovabili

2.A.4 Priorità d'investimento (4.b)

Priorità d'investimento	4.b) Promuovere l'efficienza energetica e l'uso dell'energia rinnovabile nelle imprese
-------------------------	--

2.A.5 Obiettivi specifici corrispondenti alla priorità d'investimento e ai risultati attesi e azioni da sostenere

ID	4b)
Obiettivo specifico: RA 4.2	Ridurre i consumi energetici e emissioni nelle imprese e integrare le fonti rinnovabili

2.A.4 Priorità d'investimento (4.d)

Priorità d'investimento	4.d) Sviluppare e realizzare sistemi di distribuzione intelligenti operanti a bassa e media tensione
-------------------------	--

2.A.5 Obiettivi specifici corrispondenti alla priorità d'investimento e ai risultati attesi e azioni da sostenere

ID	4c)
Obiettivo specifico: RA 4.3	Incrementare la quota di fabbisogno energetico coperto da generazione distribuita sviluppando e realizzando sistemi di distribuzione intelligenti

2.A.4 Priorità d'investimento (4.e)

Priorità d'investimento	4.e) Promuovere strategia per basse emissioni di carbonio per tutti i tipi di territorio, in particolare le aree urbane, inclusa la promozione della mobilità urbana multimodale sostenibile e di pertinenti misure di adattamento e mitigazione
-------------------------	--

2.A.5 Obiettivi specifici corrispondenti alla priorità d'investimento e ai risultati attesi e azioni da sostenere

ID	4d)
Obiettivo specifico RA 4.6	Aumentare la mobilità sostenibile nelle aree urbane

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 riduzione di emissioni di gas climalteranti in ragione della conversione completa a NGCC della centrale oggi alimentata a carbone. Il progetto prevede poi un aumento del rendimento elettrico netto superiore al 60%, rispetto all'attuale 40%, riducendo contestualmente le emissioni di CO₂ in tal senso, quindi, il progetto è a maggior ragione in linea con l'Asse 4 anche in termini di efficienza energetica.

2.3.2.2 Documento di Economia e Finanza Regionale 2019-2021 (DEFR)

Il DEFR è l'atto a carattere generale di contenuto programmatico con cui - ai sensi del Dlgs. 118/2011 - la Regione Puglia concorre agli obiettivi di finanza pubblica. Il DEFR "vigente" è il DEFR 2019-2021 approvato dalla Giunta regionale con Delibera n. 250 del 21/12/2018.

Nel DEFR si affrontano le diverse aree tematiche per le quali sono previste le azioni sulle quali si intende investire. Le politiche prioritarie per lo sviluppo contenute nel DEFR 2019-2021 sono le seguenti:

1. Competitività, innovazione;
2. Istruzione, formazione e lavoro;
3. Salute e welfare;
4. Mobilità e trasporti;
5. Urbanistica, paesaggio e politiche abitative;
6. Ambiente e opere pubbliche;
7. Sviluppo rurale;
8. Turismo ed economia della cultura.

Con riferimento alla voce n. 1 Competitività e innovazione è previsto anche l'obiettivo relativo allo sviluppo energetico sostenibile del territorio che "[...] richiede la creazione di condizioni per nuove iniziative nel settore delle Fonti Energetiche Rinnovabili che siano proposte in aree idonee, che riducano gli interventi di infrastrutturazione del territorio (riduzione uso del suolo) e migliorino le prestazioni degli impianti.

Nel 2017 sono stati attivati interventi per l'efficiamento energetico, la cogenerazione ad alto rendimento e la produzione di energia da fonti rinnovabili degli edifici pubblici e delle imprese. Molti i Comuni e i soggetti pugliesi che hanno risposto aderendo al bando, tanto da essere necessarie ulteriori risorse finanziarie, oltre quelle messe a disposizione dal POR Puglia 2014/2020, per corrispondere ai fabbisogni espressi e alle progettazioni presentate.

Su questo tema, sarà promosso un intervento di smart grid, rivolto ai Comuni e ai gestori del servizio."

Con riferimento invece alla *policy* ambientale (punto 6) l'attenzione della Regione Puglia è rivolta prevalentemente alla salvaguardia e all'uso corretto delle risorse idriche e alla chiusura del ciclo dei rifiuti, all'utilizzo sostenibile del territorio attraverso un modello di sviluppo energetico compatibile con la vita, la salute e la bellezza del paesaggio.

Il DEFR riporta, quindi, i suddetti obiettivi declinati coerentemente con le priorità politiche delineate nel programma di Governo Regionale. Tra questi si individuano gli obiettivi strategici in tema di ambiente, energia e rifiuti (punto 7) così come riportati nel seguito.

Priorità politiche del Programma di Governo	cod. ob.	OBIETTIVI STRATEGICI TRIENNALI 2019-2021	Dipartimento /Struttura
7. AMBIENTE, ENERGIA, RIFIUTI	7.1	Efficientamento del ciclo integrato dei rifiuti, attraverso l'adozione di un sistema industriale di raccolta e smaltimento, che valorizzi il rifiuto quale risorsa da riconvertire o riutilizzare in energia e materiali secondo i principi dell'economia circolare	Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche ecologia e Paesaggio
	7.2	Definizione di nuove strategie di gestione e riduzione dell'inquinamento e politiche pubbliche per lo sviluppo sostenibile ed efficiente delle risorse naturali. Ottimizzazione delle risorse per la realizzazione e il mantenimento delle opere pubbliche, per la difesa del suolo e le prevenzione del rischio sismico.	Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche ecologia e Paesaggio

Pur non trovando diretta corrispondenza con gli assi di finanziamento determinati dal DEFR, il progetto in esame si allinea tuttavia con quanto previsto dalle azioni

strategiche specifiche proposte dai settori specifici della Regione Puglia, relativi al tema energia, per quanto riguarda l'impegno all'efficientamento energetico e alla riduzione delle emissioni di CO₂ dato che nella sua nella configurazione finale la centrale sarà alimentata solo a gas naturale e verranno dismesse tutte le unità a carbone.

2.3.3 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.

Pianificazione	Coerenza
<i>Quadro Strategico Comune (QSC 2014-2020)</i>	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.
<i>Accordo di Partenariato (AdP 2014-2020)</i>	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.
<i>Programma operativo regionale (Por) del Fondo europeo di sviluppo regionale (Fesr) 2014-2020</i>	Benché il progetto in esame non trovi diretta corrispondenza con gli assi di finanziamento del POR FESR, esso si inquadra nell'Asse 4 in termini di riduzione di emissioni di gas climalteranti e di maggior efficienza energetica in ragione della conversione completa a NGCC della centrale oggi alimentata a carbone.
<i>Documento di Economia e Finanza Regionale 2019-2021 (DEFR)</i>	Per quanto il progetto in esame non trovi diretta corrispondenza con gli assi di finanziamento determinati dal DEFR, si allinea tuttavia con quanto previsto dalle azioni strategiche specifiche proposte dai settori specifici della Regione Puglia, relativi al tema energia, per quanto riguarda l'impegno all'efficientamento energetico e alla riduzione delle emissioni di CO ₂ dato che nella sua nella configurazione finale la centrale sarà alimentata solo a gas naturale e verranno dismesse tutte le unità a carbone.

2.4 Strumenti di pianificazione territoriale e paesaggistica

2.4.1 Pianificazione territoriale regionale

2.4.1.1 Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)

Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) della Regione Puglia è stato approvato con D.G.R. n. 176 del 16 febbraio 2015. Dalla data di approvazione del PPTR ha cessato di avere efficacia il previgente Piano Urbanistico Territoriale Tematico (PUTT/P).

Il PPTR è piano paesaggistico ai sensi degli artt. 135 e 143 del D.Lgs. 42/2004 (Codice dei beni culturali e del paesaggio, nel seguito del presente studio abbreviato in "Codice"), con specifiche funzioni di piano territoriale ai sensi dell'art. 1 della L.R. 7 ottobre 2009, n. 20 "*Norme per la pianificazione paesaggistica*". Esso persegue le finalità di tutela e valorizzazione, recupero e riqualificazione dei paesaggi, la promozione e la realizzazione di uno sviluppo socioeconomico auto-sostenibile e durevole e di un uso consapevole del territorio regionale, anche attraverso la conservazione e il recupero degli aspetti e dei caratteri peculiari dell'identità sociale, culturale e ambientale, la tutela della biodiversità, la realizzazione di nuovi valori paesaggistici integrati, coerenti e rispondenti a criteri di qualità e sostenibilità.

Le finalità perseguite dal PPTR sono declinate negli obiettivi generali e specifici di cui al Capo I del Titolo IV delle norme che disciplina lo "Scenario strategico".

Obiettivi generali e specifici

Gli obiettivi generali che caratterizzano lo scenario strategico del piano sono i seguenti:

1. Garantire l'equilibrio idro-geomorfologico dei bacini idrografici;
2. Migliorare la qualità ambientale del territorio;
3. Valorizzare i paesaggi e le figure territoriali di lunga durata;
4. Riqualificare e valorizzare i paesaggi rurali storici;
5. Valorizzare il patrimonio identitario culturale-insediativo;
6. Riqualificare i paesaggi degradati delle urbanizzazioni contemporanee;
7. Valorizzare la struttura estetico-percettiva dei paesaggi della Puglia;
8. Favorire la fruizione lenta dei paesaggi;
9. Valorizzare e riqualificare i paesaggi costieri della Puglia;
10. Garantire la qualità territoriale e paesaggistica nello sviluppo delle energie rinnovabili;
11. Garantire la qualità territoriale e paesaggistica nella riqualificazione, riuso e nuova realizzazione delle attività produttive e delle infrastrutture;

12. Garantire la qualità edilizia, urbana e territoriale negli insediamenti residenziali urbani e rurali.

L'intervento in progetto contribuisce indirettamente al conseguimento dell'obiettivo generale n.11, di cui di seguito si riportano gli obiettivi specifici.

Tabella 2.4.1 – Obiettivo generale n.11: obiettivi specifici

11. Garantire la qualità territoriale e paesaggistica nella riqualificazione, riuso e nuova realizzazione delle attività produttive e delle infrastrutture

a) Aree produttive

a11.1 Salvaguardare e riqualificare le relazioni fra l'insediamento produttivo e il suo contesto paesaggistico e ambientale:

a11.2 Riqualificare gli spazi aperti degli insediamenti produttivi: i viali, le strade di servizio, le aree parcheggio, le aree verdi, i servizi;

a11.3 Garantire la qualità compositiva dell'impianto: curare la qualità delle tipologie edilizie e urbanistiche, dei materiali da costruzione, e dei margini;

a11.4 Promuovere ed incentivare la progettazione degli edifici al risparmio energetico, alla produzione di energia rinnovabile e al riuso della risorsa idrica;

a11.5 Garantire la qualità paesaggistica e ambientale delle aree produttive attraverso la definizione di regole e valutazioni specifiche:

- sui requisiti dimensionali e di complessità funzionale per garantire aree produttive ecologicamente e paesaggisticamente attrezzate;
- sulla localizzazione degli insediamenti in relazione alla grande viabilità;
- di integrazione paesaggistica e di tutela dei valori ambientali dell'area;
- sulla riqualificazione urbanistica dell'area: inserimento dell'area nel contesto, topografia, visibilità;
- sulla riqualificazione della qualità edilizia ed urbanistica;
- sull'uso efficiente delle risorse, sulla chiusura dei cicli, sulla produzione energetica;
- sulla relazione tra la struttura produttiva e lo spazio agricolo circostante;
- sulla riqualificazione e il riuso delle aree e degli impianti estrattivi dimessi.

Il progetto in esame non si pone inoltre in contrasto con gli altri obiettivi individuati dal Piano e può quindi essere considerato conforme allo stesso.

Gli obiettivi generali danno luogo a cinque progetti territoriali di rilevanza strategica per il paesaggio regionale, finalizzati in particolare a elevarne la qualità e fruibilità. Essi hanno valore di direttiva ai sensi dell'art. 6, comma 3 delle NTA.

I progetti riguardano l'intero territorio regionale e sono così denominati:

- La Rete Ecologica Regionale;
- Il Patto città-campagna;

- Il sistema infrastrutturale per la mobilità dolce;
- La valorizzazione integrata dei paesaggi costieri;
- I sistemi territoriali per la fruizione dei beni culturali e paesaggistici.

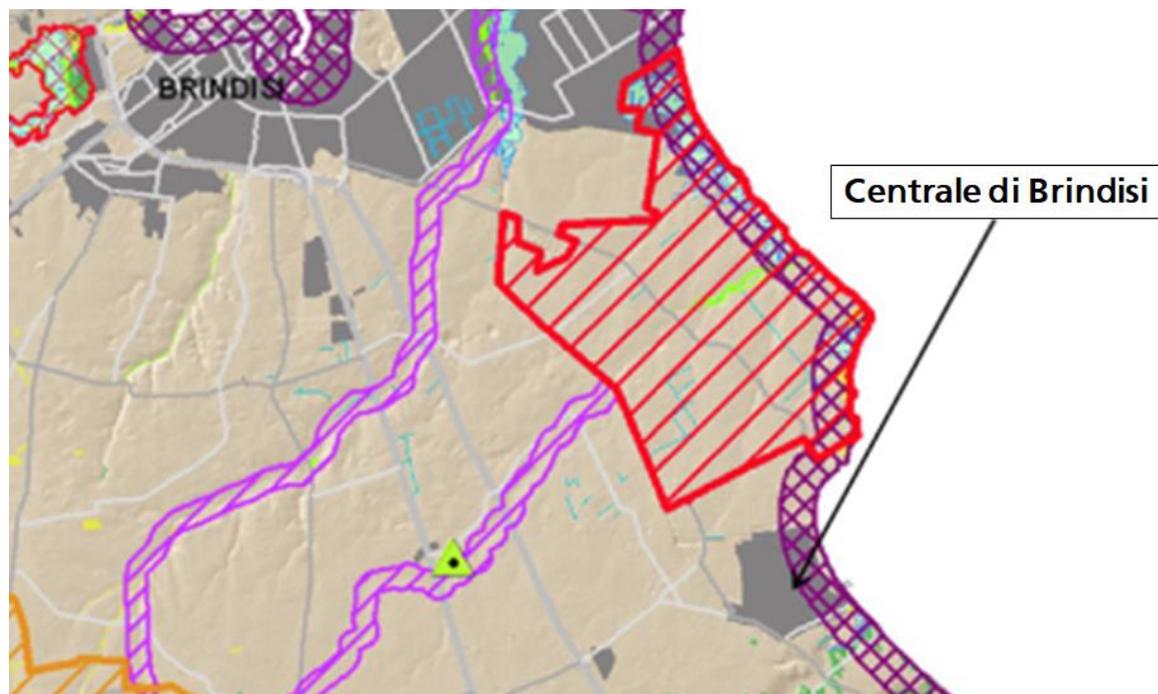
Di seguito saranno analizzati i progetti territoriali che possono potenzialmente essere interessati dalla realizzazione del progetto in esame.

Rete Ecologica Regionale

Il progetto territoriale per il paesaggio regionale denominato “La rete ecologica regionale” delinea in chiave progettuale, secondo un’interpretazione multifunzionale e ecoterritoriale del concetto di rete, un disegno ambientale di tutto il territorio regionale volto ad elevarne la qualità ecologica e paesaggistica. Tale progetto persegue l’obiettivo di migliorare la connettività complessiva del sistema regionale di invarianti ambientali cui commisurare la sostenibilità degli insediamenti attraverso la valorizzazione dei gangli principali e secondari, gli stepping stones, la riqualificazione multifunzionale dei corridoi, l’attribuzione agli spazi rurali di valenze di rete ecologica minore a vari gradi di “funzionalità ecologica”, nonché riducendo i processi di frammentazione del territorio e aumentando i livelli di biodiversità del mosaico paesaggistico regionale.

La rete ecologica è attuata a due livelli. Il primo, sintetizzato nella Rete ecologica della biodiversità, che mette in valore tutti gli elementi di naturalità della fauna, della flora, delle aree protette, che costituiscono il patrimonio ecologico della regione; il secondo, sintetizzato nello Schema direttore della rete ecologica polivalente che, prendendo le mosse dalla Rete ecologica della biodiversità, assume nel progetto di rete in chiave ecologica i progetti del patto città campagna (ristretti, parchi agricoli multifunzionali, progetti CO₂), i progetti della mobilità dolce (in via esemplificativa: strade parco, grande spina di attraversamento ciclopedonale nord sud, pendoli), la riqualificazione e la valorizzazione integrata dei paesaggi costieri.

Nella successiva Figura 2.4.1 si riporta uno stralcio del progetto inerente la rete ecologica della biodiversità.



RETE ECOLOGICA BIODIVERSITA'

Principali sistemi di Naturalità

 principale

 secondario

Connessioni ecologiche

 connessione, fluviali-naturali

 connessione, fluviali-residuali

 connessione, corso d'acqua episodico

 connessione costiera

 Connessioni terrestri

 Aree tampone

 Nuclei naturali isolati

 Grotte

 Elementi di deframmentazione

Figura 2.4.1 – Rete ecologica della biodiversità

Le aree in cui saranno realizzati gli interventi in esame sono interessate dalla presenza di connessioni ecologiche e in particolare la connessione costiera.

Nella successiva Figura 2.4.2 si riporta invece uno stralcio Schema direttore della rete ecologica polivalente relativamente alle aree indagate.

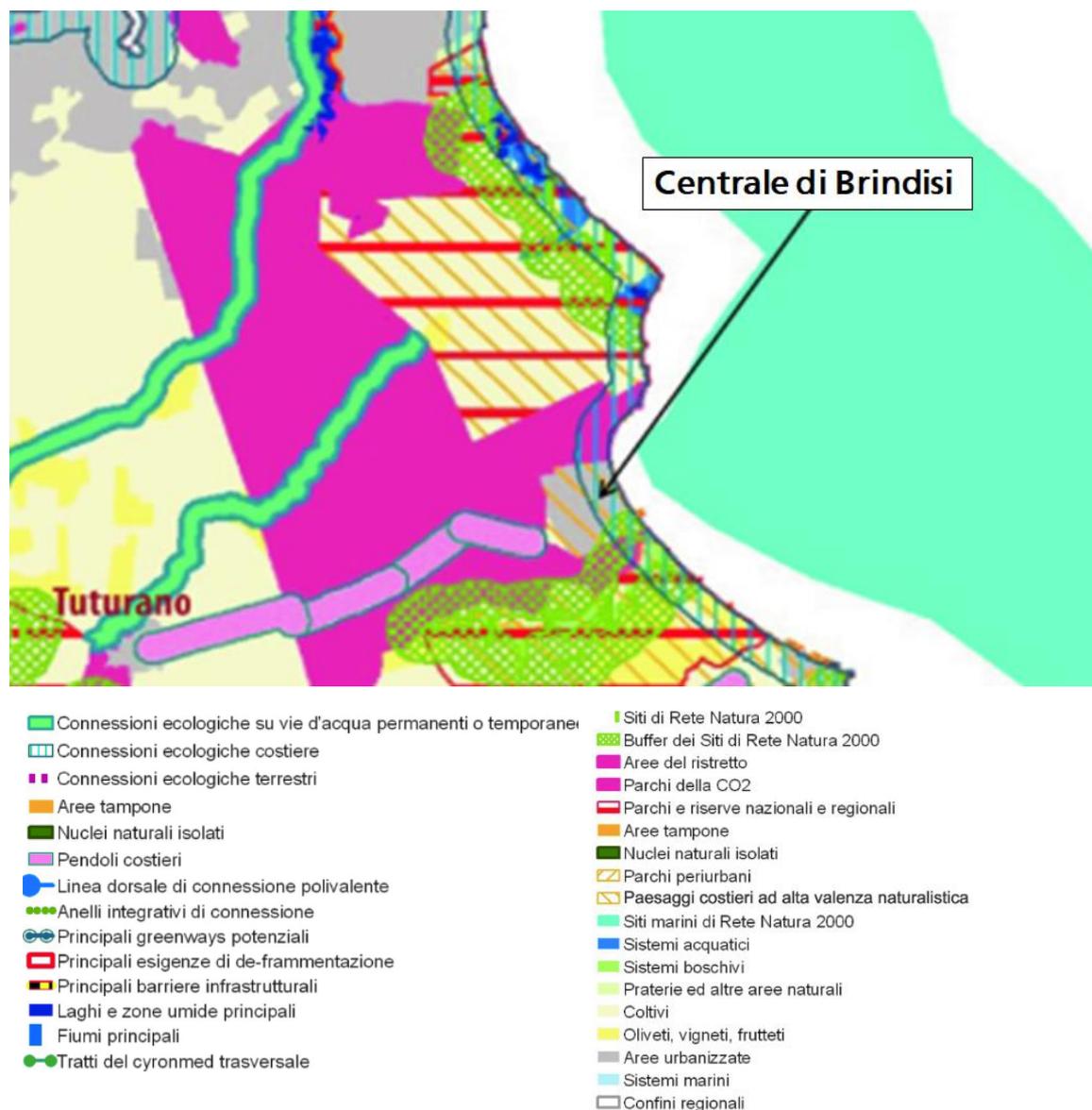


Figura 2.4.2 – Schema direttore della rete ecologica polivalente

Nelle aree in cui saranno realizzati gli interventi in esame è confermata la presenza di connessioni ecologiche (la zona della centrale è peraltro interessata dalla presenza di paesaggi costieri ad alta valenza naturalistica, seppur in area urbanizzata e industriale). Il piano, in merito alle connessioni ecologiche, non individua specifiche prescrizioni, ma prevede esclusivamente una serie di direttive rivolte a Comuni e Province, oltre evidentemente ad un indirizzo di non trasformabilità.

Il progetto sarà realizzato esclusivamente all'interno di aree industriali esistenti ovvero nell'ambito del sedime dell'attuale centrale, e, quindi, non pregiudicherà la tutela degli elementi individuati da Piano.

Patto città-campagna

Il progetto territoriale per il paesaggio regionale denominato “Il Patto città-campagna” risponde all’esigenza di elevare la qualità dell’abitare, sia urbana che rurale, attraverso l’integrazione fra politiche insediative urbane e politiche agro-silvo-pastorali ridefinite nella loro valenza multifunzionale. Tale progetto ha come oggetto la riqualificazione dei paesaggi degradati delle periferie e delle urbanizzazioni diffuse, la ricostruzione dei margini urbani, la realizzazione di cinture verdi periurbane e di parchi agricoli multifunzionali, nonché la riforestazione urbana anche al fine di ridefinire con chiarezza il reticolo urbano, i suoi confini “verdi” e le sue relazioni di reciprocità con il territorio rurale.

La Regione promuove specifiche iniziative finalizzate ad orientare le misure di politica agro-silvo-pastorale al conseguimento degli obiettivi del progetto, utilizzando a tal fine specifici strumenti di governance e premiali.

L’area interessata dal progetto è ricompresa totalmente nella “Piattaforma produttiva – commerciale - direzionale”, ambito ritenuto da PPTR in forte discontinuità con il paesaggio costiero. Le azioni che il PPTR individua per tale ambito riguardano principalmente la riqualificazione ambientale, in particolare attraverso:

- la riqualificazione ecologica degli insediamenti ricorrendo alle norme dell’abitare sostenibile;
- l’integrazione paesaggistica delle aree in particolare nei contesti di pregio;
- la riqualificazione gli spazi aperti interni al recinto produttivo.

Tali azioni mirano principalmente a ridurre la proliferazione di nuovi insediamenti industriali nelle aree rurali, mentre quelli esistenti devono migliorare la compatibilità ambientale attraverso l’armonizzazione con il contesto paesaggistico nonché la mitigazione dell’impatto sulle componenti ambientali (suolo, vegetazione, acqua, aria).

Il progetto in esame, che sarà realizzato esclusivamente all’interno di aree industriali esistenti, non preclude il raggiungimento delle azioni individuate dal PPTR. Esso infatti prevede un aumento dell’efficienza del processo di produzione energetica, oltre a permettere una riprogettazione dell’impianto nell’ottica di un migliore inserimento sia ambientale che paesaggistico.

Valorizzazione integrata dei paesaggi costieri

Il progetto territoriale per il paesaggio regionale denominato “La valorizzazione integrata dei paesaggi costieri” ha il duplice scopo di arrestare i processi di degrado dovuti alla pressione insediativa e di valorizzare l’immenso patrimonio identitario

(urbano, naturalistico, rurale, culturale) ancora presente nel sistema costiero e nei suoi entroterra. Il progetto interessa, in particolare, i waterfront urbani, i sistemi dunali, le zone umide, le zone agricole, le urbanizzazioni periferiche, i collegamenti infrastrutturali con gli entroterra costieri, la navigabilità dolce.

Le aree di centrale, essendo ad uso esclusivamente industriale, sono classificate come "piattaforme produttive" detratrici costiere. Le azioni da intraprendere che il PPTR individua per tali aree riguardano principalmente la mitigazione e, nei casi più gravi, l'abbattimento degli abusi edilizi, la delocalizzazione di edifici, infrastrutture e manufatti incongrui attraverso progetti di arretramento, accorpamento, densificazione, prevedendo anche interventi ricostruttivi.

Gli interventi in progetto non si pongono in contrasto con le azioni previste dal Piano e inoltre non contribuiscono ad aumentare il livello di criticità esistente dal punto di vista paesaggistico, dato che le volumetrie della centrale saranno mantenute dalla sostituzione di 4 unità a carbone con 2 a gas naturale.

Nella successiva Figura 2.4.3 si riporta uno stralcio della relativa carta del PPTR.

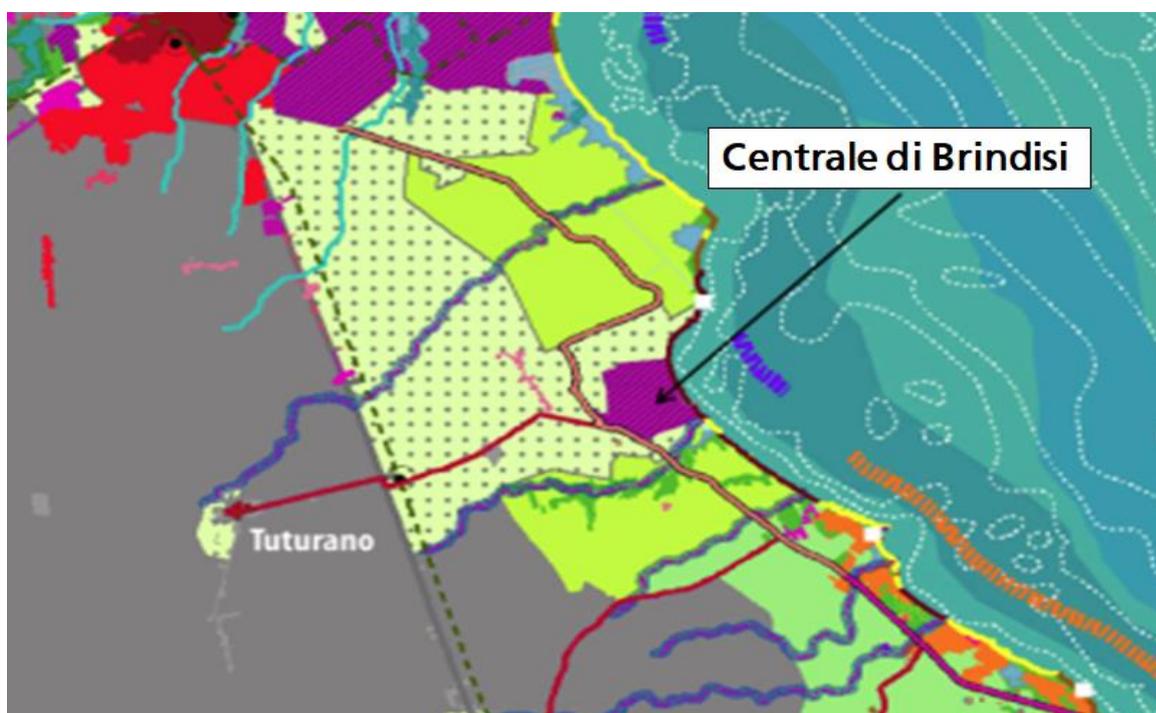




Figura 2.4.3 – Valorizzazione integrata dei paesaggi costieri

Ambito paesaggistico “La campagna brindisina”

Il territorio regionale è articolato in undici ambiti paesaggistici; a ciascun ambito corrisponde la relativa scheda nella quale, ai sensi dell’art. 135, commi 2, 3 e 4, del Codice, sono individuate le caratteristiche paesaggistiche dell’ambito di riferimento, gli obiettivi di qualità paesaggistica e le specifiche normative d’uso.

La centrale di Brindisi Sud ricade nell’ambito di paesaggio “La campagna brindisina”. Gli obiettivi di qualità paesaggistica, relativi le componenti dei paesaggi urbani e alle componenti idro-geomorfologiche individuati, per l’ambito sono riportati nella Tabella 2.4.2.

Tabella 2.4.2 – Obiettivi di qualità paesaggistica – componenti dei paesaggi urbani – ambito paesaggistico “La campagna brindisina”

A.3 Struttura e componenti antropiche e storico-culturali		
A.3.1 Componenti dei paesaggi rurali		
4. Riqualificare 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 ai paesaggi del mosaico costituito dalla consociazione tra vigneto, oliveto, seminativo presenti intorno a Francavilla e San Vito dei Normanni; - tutelare e promuovere il recupero della fitta rete di beni diffusi e delle emergenze architettoniche nel loro contesto;	- riconoscono e perimetrano nei propri strumenti di pianificazione, i paesaggi rurali descritti e individuano gli elementi costitutivi al fine di tutelarne l'integrità; - incentivano le produzioni tipiche e le cultivar storiche presenti; - 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 valorizzare i paesaggi della bonifica costiera;	- individuano anche cartograficamente i manufatti edilizi tradizionali del paesaggio rurale 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; - prevedono misure per contrastare i processi di deruralizzazione degli edifici rurali anche in contesti periurbani;
4. Riqualificare e valorizzare i paesaggi rurali storici; 9. Valorizzare e riqualificare i paesaggi costieri della Puglia; 9.1 Salvaguardare l'alternanza storica di spazi ineditati ed edificati lungo la costa pugliese.	- riqualificare i paesaggi rurali degradati dal proliferare di elementi di artificializzazione delle attività agricole;	- individuano anche cartograficamente i manufatti idraulici e le reti della bonifica ai fini della loro tutela; - promuovono azioni di salvaguardia del sistema dei poderi della Riforma e delle masserie dedite alla macerazione del lino, dell'allevamento delle anguille e raccolta dei giunchi (ad esempio presso i canali Giancola e Siedi) e i manufatti di archeologia industriali (ad esempio Salina Vecchia); - incentivano le produzioni agricole di qualità, in particolare di viticoltura, con ricorso a tecniche di produzione agricola a basso impatto, biologica ed integrata; - prevedono misure per contrastare la proliferazione delle serre e di altri elementi di artificializzazione delle attività agricole intensive, con particolare riferimento alle coperture in plastica dei vigneti e alle opere di rilevante trasformazione territoriale, quali i fotovoltaici al suolo che occupano grandi superfici;.
4. Riqualificare e valorizzare i paesaggi rurali storici; 9. Valorizzare e riqualificare i paesaggi costieri della Puglia; 9.1 Salvaguardare l'alternanza storica di spazi ineditati ed edificati lungo la costa pugliese.	- tutelare e valorizzare le aree agricole residuali della costa al fine di conservare i varchi all'interno della fascia urbanizzata;	- riconoscono e individuano, anche cartograficamente, le aree agricole lungo le coste al fine di preservarle da nuove edificazioni; - incentivano l'adozione di misure agroambientali all'interno delle aree agricole residuali al fine di garantirne la conservazione;
4. Riqualificare e valorizzare i paesaggi rurali storici. 5. Valorizzare il patrimonio identitario-culturale-insediativo. 6. Riqualificare i paesaggi degradati delle urbanizzazioni contemporanee.	- valorizzare la funzione produttiva delle aree agricole periurbane;	- 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 <i>Progetto territoriale per il paesaggio regionale "Patto città-campagna"</i> ;
5. Valorizzare il patrimonio identitario culturale-insediativo. 5.1 Riconoscere e valorizzare i beni culturali come sistemi territoriali integrati.	- valorizzare i sistemi dei beni culturali nei contesti agro-ambientali;	- promuovono la fruizione dei contesti topografici stratificati (CTS) di Valloni Bottari-Bax; Canale reale – Francavilla Fontana; Via Appia Oria-Mesagne, via Appia Mesagne- Brindisi; Brindisi Foggia di Rau, San Vito dei Normanni e il sistema delle masserie; Foce del Canale Reale; Canale Giancola in coerenza con le indicazioni dei Progetti territoriali per il paesaggio regionale del PPTR <i>Sistema infrastrutturale per la Mobilità dolce e Sistemi territoriali per la fruizione dei beni patrimoniali</i> ; - promuovono la conservazione e valorizzazione dei valori patrimoniali archeologici e monumentali, attraverso la tutela dei valori del contesto e conservando il paesaggio rurale. per integrare la dimensione paesistica con quella culturale del bene patrimoniale.

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</p> <p>5. Valorizzare il patrimonio identitario culturale-insediativo</p> <p>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 morfotipologiche urbane e territoriali così come descritti nella sezione B;</p>	<p>- prevedono la riqualificazione dei fronti urbani dei centri brindisini, con il mantenimento delle relazioni qualificanti (fisiche, ambientali, visive) tra insediamento e spazio rurale storico;</p> <p>- preservano le relazioni fisiche e visive tra città e paesaggio marino dei 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 <i>La valorizzazione e la riqualificazione integrata dei paesaggi costieri</i>.</p> <p>- salvaguardano la mixité funzionale e sociale dei centri storici con particolare attenzione alla valorizzazione delle tradizioni produttive artigianali;</p> <p>- tutelano i manufatti storici e gli spazi aperti agricoli relittuali inglobati nei recenti processi di edificazione;</p> <p>- salvaguardano i varchi ineditati lungo gli assi lineari infrastrutturali, in particolare tra Mesagne, Latiano, Francavilla Fontana, e in genere lungo gli assi che collegano Brindisi e la sua area portuale agli altri centri dell'ambito, in particolare lungo la SS.7, via Appia;</p> <p>- contrastano l'insorgenza di espansioni abitative in discontinuità con i tessuti urbani preesistenti, e favoriscono progetti di recupero paesaggistico dei margini urbani del territorio, in special modo nella periferia di Brindisi;</p>
<p>4.4 Valorizzare l'edilizia e manufatti rurali tradizionali anche in chiave di ospitalità agrituristica;</p> <p>5. Valorizzare il patrimonio identitario culturale-insediativo;</p> <p>5.2 Promuovere il recupero delle masserie, dell'edilizia rurale e dei manufatti in pietra a secco;</p> <p>8. Progettare la fruizione lenta dei paesaggi;</p> <p>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;</p> <p>- 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 <i>Sistema infrastrutturale per la Mobilità dolce e Sistemi territoriali per la fruizione dei beni patrimoniali</i>;</p> <p>- promuovono il recupero del patrimonio edilizio rurale esistente (come masserie e poderi della Riforma Agraria e in genere della piana brindisina);</p> <p>- valorizzano le medie e piccole città storiche dell'entroterra brindisino, e incoraggiano anche forme di ospitalità diffusa come alternativa alla realizzazione di seconde case.</p>
<p>6. Riqualificare i paesaggi degradati delle urbanizzazioni contemporanee.</p> <p>6.3 Definire i margini urbani e i confini dell'urbanizzazione;</p> <p>6.4 Contenere i perimetri urbani da nuove espansioni edilizie e promuovere politiche per contrastare il consumo di suolo;</p> <p>6.5 Promuovere la riqualificazione, la ricostruzione, e il recupero del patrimonio edilizio esistente;</p> <p>6.6 Promuovere la riqualificazione delle urbanizzazioni periferiche;</p> <p>6.7 Riqualificare gli spazi aperti periurbani e/o interclusi;</p> <p>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;</p> <p>- ridefiniscono i margini urbani attraverso il recupero della forma compiuta dei fronti urbani verso lo spazio agricolo;</p> <p>- potenziano il rapporto ambientale, alimentare, fruitivo, ricreativo, fra città e campagna ai diversi livelli, in coerenza con quanto indicato dal <i>Progetto territoriale per il paesaggio regionale Patto città/campagna</i>;</p>
<p>4. Riqualificare e valorizzare i paesaggi rurali storici;</p> <p>5. Valorizzare il patrimonio identitario culturale-insediativo;</p> <p>4.1 Valorizzare i caratteri peculiari dei paesaggi rurali storici;</p> <p>4.5 Salvaguardare gli spazi rurali e le attività agricole.</p>	<p>- riqualificare e restaurare i paesaggi della Riforma Agraria, valorizzando il rapporto degli stessi con le aree agricole contermini;</p>	<p>- individuano, anche cartograficamente, gli elementi della Riforma (edifici, manufatti, infrastrutture, sistemazioni e partizioni rurali) ai fini di garantirne la tutela;</p> <p>- evitano la proliferazione di edificazioni che snaturano il rapporto tra edificato e spazio agricolo caratteristico delle modalità insediative della Riforma;</p>

Tabella 2.4.3 – Obiettivi di qualità paesaggistica – componenti idro-geomorfologiche – ambito paesaggistico “La campagna brindisina”

A.1 Struttura e componenti Idro-Geo-Morfologiche		
<p>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.</p>	<p>- salvaguardare gli equilibri idrici dei bacini carsici endoreici al fine di garantire la ricarica della falda idrica sotterranea e preservarne la qualità;</p>	<p>- individuano e valorizzano naturalisticamente le aree di recapito finale di bacino endoreico; - prevedono misure atte ad impedire l'impermeabilizzazione dei suoli privilegiando l'uso agricolo estensivo, e a contrastare l'artificializzazione dei recapiti finali (vore e inghiottitoi) e il loro uso improprio come ricettori delle acque reflue urbane;</p>
<p>1. Garantire l'equilibrio geomorfologico dei bacini idrografici; 1.3. Garantire la sicurezza idrogeomorfologica del territorio, tutelando le specificità degli assetti naturali.</p>	<p>- garantire l'efficienza del reticolo idrografico drenante dei corsi d'acqua e dei canali di bonifica;</p>	<p>- 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; - riducono l'artificializzazione dei corsi d'acqua; - realizzano le opere di difesa del suolo e di contenimento dei fenomeni di esondazione a basso impatto ambientale ricorrendo a tecniche di ingegneria naturalistica;</p>
<p>1. Realizzare l'equilibrio idrogeomorfologico dei bacini idrografici; 9. Riqualificare, valorizzare e riprogettare i paesaggi costieri.</p>	<p>- tutelare gli equilibri morfodinamici degli ambienti costieri dai fenomeni erosivi;</p>	<p>- individuano cartograficamente le i sistemi dunali e li sottopongono a tutela integrale e ad eventuale rinaturalizzazione; - individuano cartograficamente le aree umide costiere, le sorgenti carsiche e le foci fluviali e li sottopongono a tutela integrale e ad eventuale rinaturalizzazione—anche attraverso l'istituzione di aree naturali protette; - prevedono una specifica valutazione della compatibilità delle nuove costruzioni in rapporto alle dinamiche geomorfologiche e meteo marine</p>
<p>1. Realizzare l'equilibrio idrogeomorfologico dei bacini idrografici; 9. Riqualificare, valorizzare e riprogettare i paesaggi costieri; 9.2 Il mare come grande parco pubblico.</p>	<p>- salvaguardare le falesie costiere da interventi di artificializzazione e occupazione;</p>	<p>- tutelano le falesie costiere 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 falesia; - prevedono misure atte a impedire l'occupazione antropica delle falesie, per limitare il rischio indotto dall'instabilità dei costoni rocciosi;</p>
<p>9. Riqualificare, valorizzare e riprogettare i paesaggi costieri; 9.2 Il mare come grande parco pubblico.</p>	<p>- Tutelare le aree demaniali costiere dagli usi incongrui e dall'abusivismo.</p>	<p>- promuovono la diffusione della conoscenza del paesaggio delle aree demaniali costiere al fine di incrementare la consapevolezza sociale dei suoi valori e limitare le alterazioni. -</p>

Il progetto in esame non è in conflitto con nessuno degli elementi sopra riportati di tutela dell'ambito relativo alla "Campagna Brindisina", dato che la centrale è già esistente e gli interventi avverranno nell'ambito del sedime attuale di impianto senza interferire ulteriormente con eventuali elementi caratterizzanti il paesaggio, antropizzato o naturale, dell'ambito di riferimento.

Beni paesaggistici

Il PPTR d'intesa con il MiBAC individua e delimita i beni paesaggistici di cui all'art. 134 del Codice, nonché ulteriori contesti a norma dell'art. 143 co. 1 lett. e) del Codice e ne detta rispettivamente le specifiche prescrizioni d'uso e le misure di salvaguardia e utilizzazione.

Gli ulteriori contesti individuati dal PPTR sono:

- a) reticolo idrografico di connessione della Rete Ecologica Regionale
- b) sorgenti
- c) aree soggette a vincolo idrogeologico
- d) versanti
- e) lame e gravine
- f) doline
- g) grotte
- h) geositi
- i) inghiottitoi
- j) cordoni dunali
- k) aree umide
- l) prati e pascoli naturali
- m) formazioni arbustive in evoluzione naturale
- n) siti di rilevanza naturalistica
- o) area di rispetto dei boschi
- p) area di rispetto dei parchi e delle riserve regionali
- q) città consolidata
- r) testimonianze della stratificazione insediativa
- s) area di rispetto delle componenti culturali e insediative
- t) paesaggi rurali
- u) strade a valenza paesaggistica
- v) strade panoramiche
- w) luoghi panoramici
- x) coni visuali.

La centrale si colloca in aree interessate esclusivamente da beni paesaggistici e, in particolare:

- "territori costieri", ai sensi dell'art. 142, comma 1), lett. a) del D.Lgs. 42/2004;
- "corsi d'acqua e relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna", ai sensi dell'art. 142, comma 1), lett. c) del D.Lgs. 42/2004.

A tal proposito di riporta lo stralcio della Tavola 6.1.2 Componenti idrologiche del PTPR ove sono riportati i vincoli paesaggistici ascrivibili alla componente acqua.

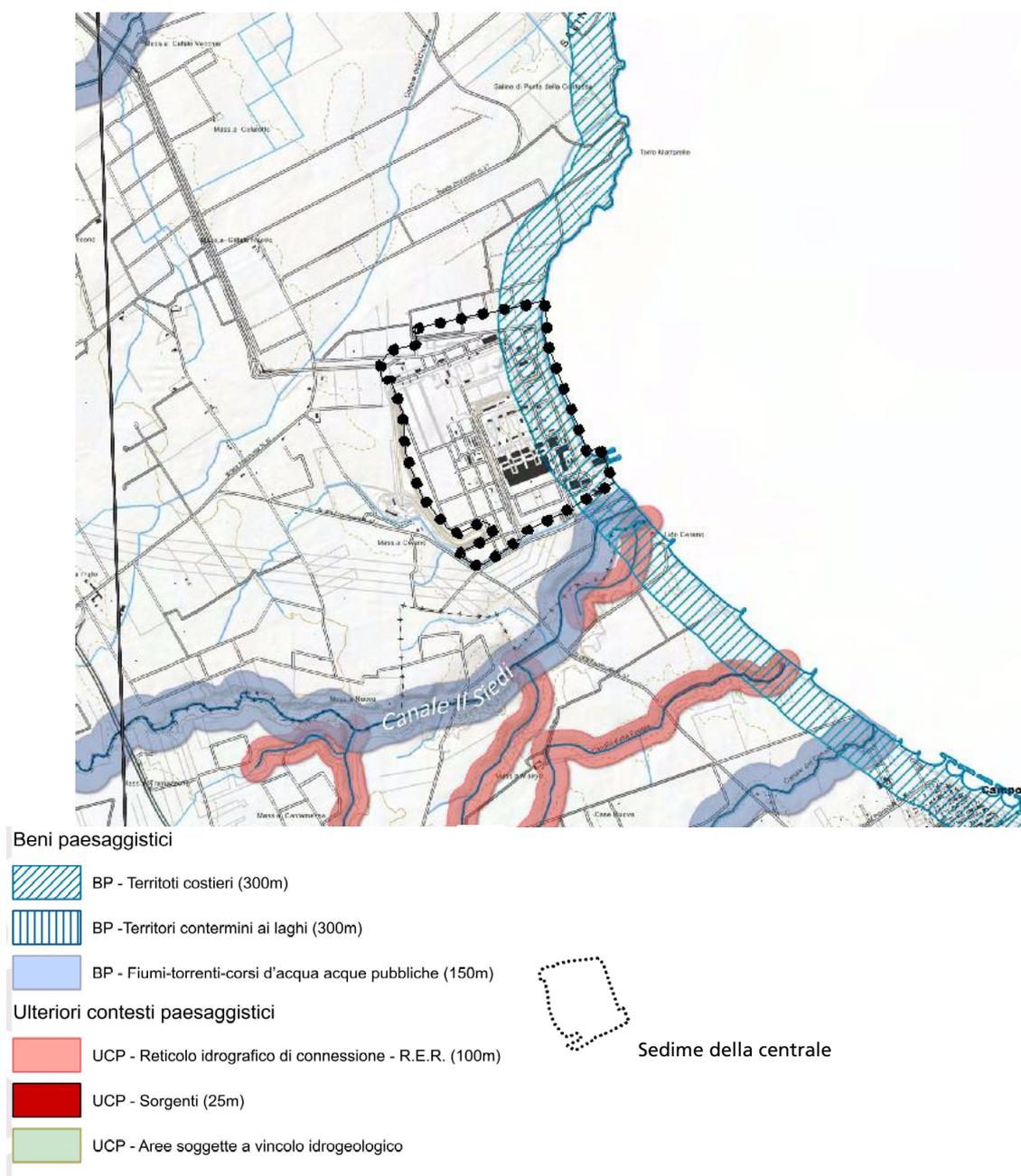


Figura 2.4.4 – Componenti idrologiche con evidenza dei beni paesaggistici che interessano l'area della centrale

Per i territori costieri, all'art. 45 le NTA prescrivono quanto segue:

[...]

Fatte salve la procedura di autorizzazione paesaggistica e le norme in materia di condono edilizio, [...], sono ammissibili piani, progetti e interventi diversi da quelli di cui al comma 2, nonché i seguenti:

b1) trasformazione di manufatti legittimamente esistenti, esclusa la demolizione e ricostruzione di manufatti di particolare valore storico e identitario, per una volumetria aggiuntiva non superiore al 20%, fatta eccezione per le attrezzature balneari e consentendo comunque per ogni tipo di intervento l'adeguamento sismico purché detti piani e/o progetti e interventi:

siano finalizzati all'adeguamento strutturale o funzionale, all'efficientamento energetico e alla sostenibilità ecologica degli immobili;

[...]

garantiscano il mantenimento, il recupero o il ripristino di tipologie, materiali, colori coerenti con i caratteri paesaggistici del luogo, evitando l'inserimento di elementi dissonanti e privilegiando l'uso di tecnologie eco-compatibili;

[...]

L'adeguamento della centrale prevede, nella sua configurazione finale, la dismissione delle attuali unità a carbone dei gr.1 e 2 con 1 gruppi NGCC avente un potenziale, seppur minimo, miglioramento del layout volumetrico dell'impianto, nonché con un efficientamento del sistema di produzione energetica, con un rendimento elettrico al 60% rispetto all'attuale 40%, quindi nel rispetto delle indicazioni fornite dal PPTR sopra riportate.

Per quanto concerne invece i corsi d'acqua e le relative fasce di rispetto, all'art. 46 delle NTA si legge quanto segue:

[...]

3. Fatta salva la procedura di autorizzazione paesaggistica, nel rispetto degli obiettivi di qualità e delle normative d'uso [...], nonché degli atti di governo del territorio vigenti ove più restrittivi, sono ammissibili, piani, progetti e interventi diversi da quelli di cui al comma 2, nonché i seguenti:

[...]

b7) realizzazione di opere migliorative incluse le sostituzioni o riparazioni di componenti strutturali, impianti o parti di essi ricadenti in un insediamento già esistente.

Gli interventi in progetto costituiscono un'opera migliorativa, dal punto di vista ambientale, per gli impianti industriali esistenti, in quanto è prevista nella sua configurazione finale, la dismissione delle attuali unità a carbone e la realizzazione di 1 gruppo NGCC, con un efficientamento del sistema di produzione energetica, con un rendimento elettrico al 60% rispetto all'attuale 40%, quindi nel rispetto delle indicazioni fornite dal PPTR sopra riportate. Per tali ragioni il progetto è da considerarsi conforme al PPTR, fatti salvi gli esiti della procedura di autorizzazione paesaggistica. Il progetto è accompagnato da Relazione Paesaggistica redatta ai sensi del D.P.C.M. 12/12/2005 (Rapporto CESI B9014362).

Non sono previsti al momento specifici interventi sull'area carbonile, che si ricorda essere stata recentemente coperta, che ha la funzione di alimentare le attuali sezioni a carbone della centrale.

2.4.2 Pianificazione territoriale provinciale

2.4.2.1 Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Brindisi (PTCP)

La Provincia di Brindisi è dotata di Piano Territoriale di Coordinamento (PTCP), adottato con Deliberazione del Commissario Straordinario con poteri del Consiglio n. 2 del 06/02/2013.

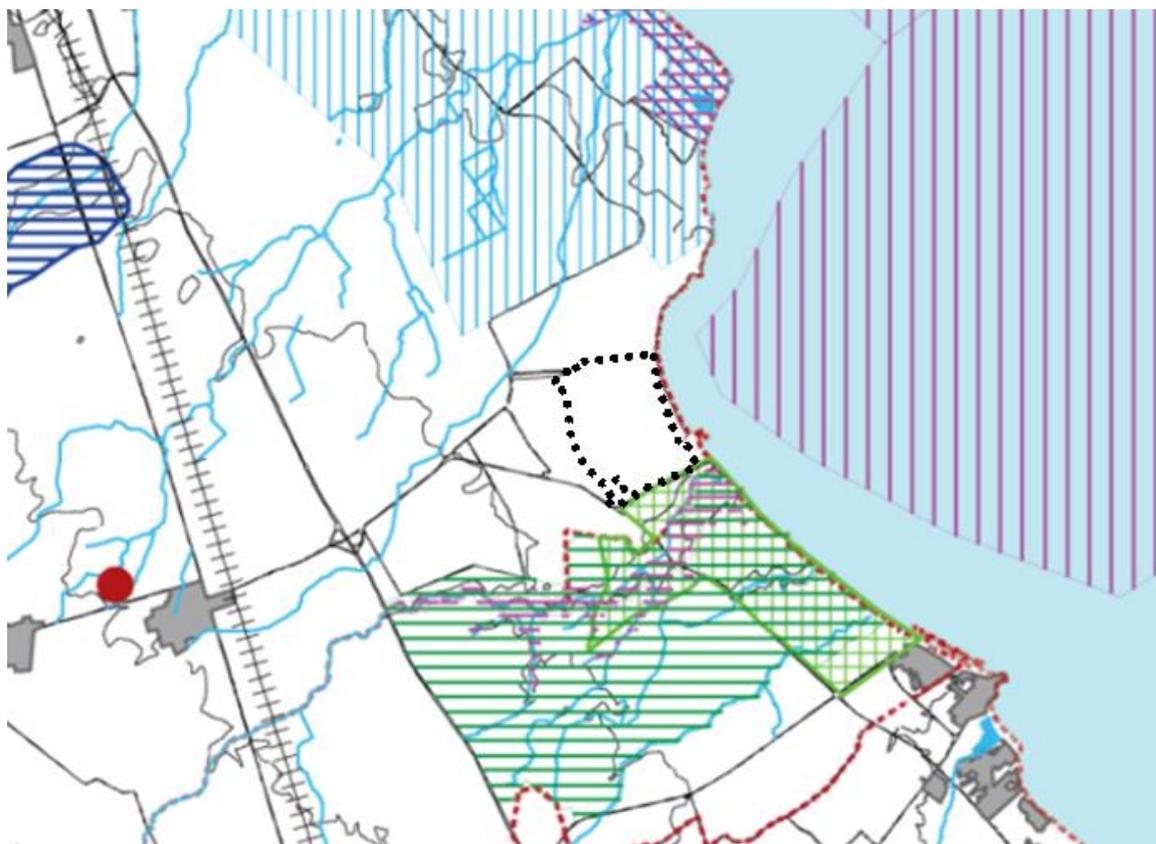
A decorrere dalla data di adozione del PTCP e relative varianti, e fino alla loro entrata in vigore, comunque non oltre i cinque anni, opera il regime di salvaguardia degli strumenti di pianificazione secondo i principi della Legge 3 novembre 1952 n. 1902 e successive modificazioni, pertanto i Comuni sono tenuti a sospendere ogni determinazione in merito a domande relative ad interventi di trasformazione del territorio che siano in contrasto con le prescrizioni ed i vincoli del PTCP.

Il piano, nel rispetto dei principi di sussidiarietà, flessibilità e partecipazione, definisce gli indirizzi strategici e delinea gli elementi fondamentali della pianificazione territoriale provinciale unendo le pluralità delle singole visioni e i temi di connessione intra e interprovinciali.

Di seguito è analizzata la cartografia di Piano e le norme tecniche di attuazione correlate alle informazioni desunte dalla cartografia stessa.

Vincoli e tutele operanti

Il PTCP recepisce i vincoli e delle tutele sovraordinate operanti sul territorio provinciale. Nella successiva figura si riportano gli stralci della cartografia in riferimento all'area interessata dalle opere in progetto.



Aree protette

-  Riserva Naturale Statale
-  Riserva Naturale Orientata
-  Parco Naturale Regionale
-  Sito di Importanza Comunitaria
-  Sito di Importanza Comunitaria marino
-  Zona di Protezione Speciale



Sedime della centrale

Vincoli idrogeologici e di settore

-  Vincolo idrogeologico (R. D. 30.12.1923 n.3267 e R.D. 16.05.1926 n.1126)
-  Aree a rischio idrogeologico R2, R3 e R4 (Piano di Assetto Idrogeologico)
-  Aree a pericolo esondazione (Piano di Assetto Idrogeologico)

Vincoli Statali

-  Vincolo archeologico (D.lgs 42/04 art. 142 co. 1 lett. m)
-  Vincolo paesaggistico (D.lgs 42/04 art. 142 co. 1)

Vincoli Regionali

-  Vincolo archeologico (PUTT/PBA Serie B Elaborato Bo)
-  Vincolo architettonico (PUTT/PBA Serie B Elaborato Bo)

Figura 2.4.5 – Vincoli e tutele operanti – PTCP

Come è possibile evincere dalla precedente Figura, l'area della centrale non è direttamente interessata da vincoli sovraordinati, si segnala che il confine meridionale del sedime confina con un vincolo paesaggistico ascrivibile al Dlgs 42/04 art 142 comma 1.

Caratteri fisici e fragilità ambientali

Il PTCP, all'interno degli obiettivi di tutela delle componenti fisiche e storico culturali del territorio brindisino, individua i caratteri fisici e le fragilità ambientali.

Nella successiva figura si riportano gli stralci della cartografia in riferimento all'area interessata dalla centrale.

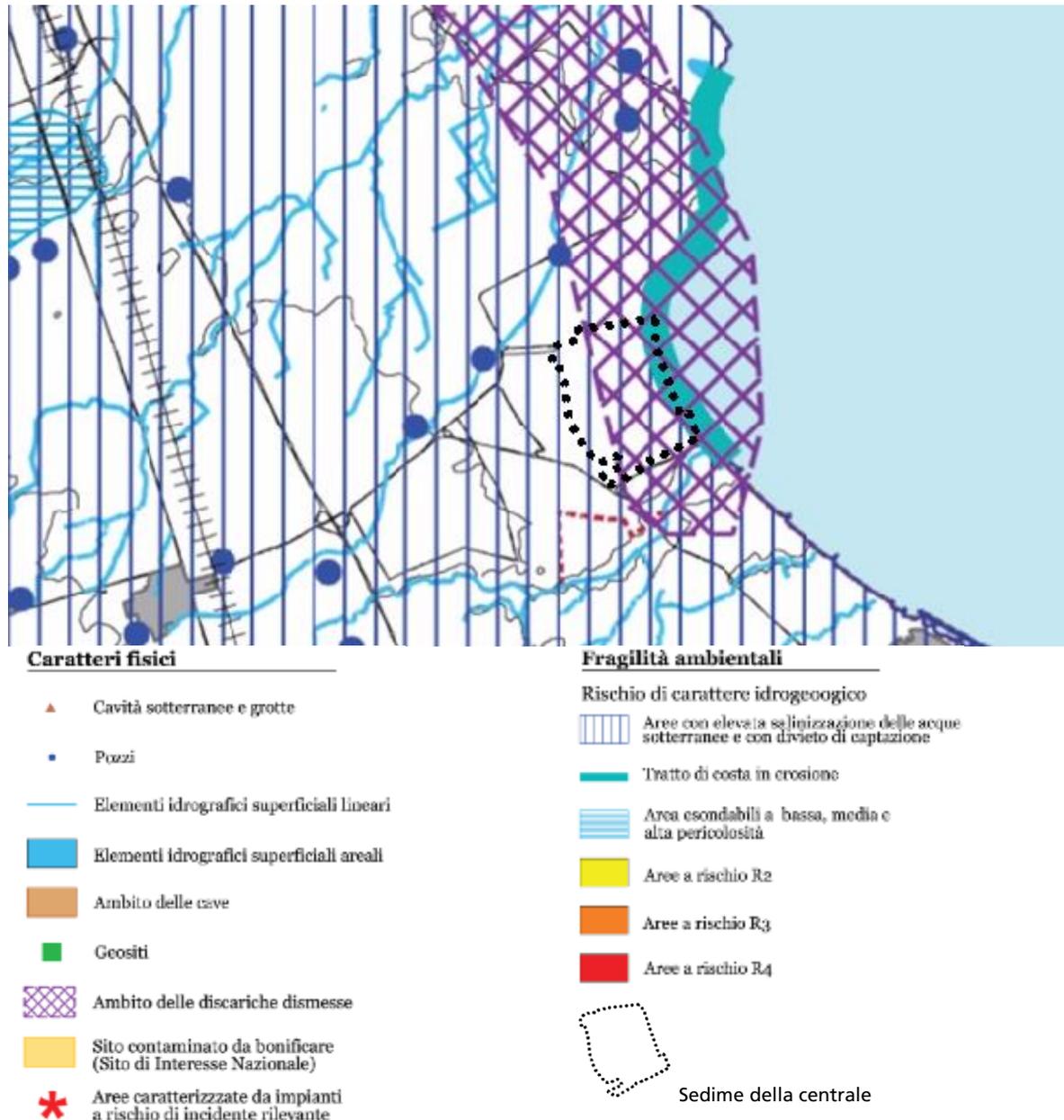


Figura 2.4.6 - Caratteri fisici e fragilità ambientali – PTCP

L'area della centrale è localizzata in un ambito definito dal PTCP "delle discariche dismesse" e in un tratto di erosione costiera (benché le rare discariche dismesse che interessano la

fascia cartografata siano al di fuori dell'area di centrale, come riportato dal Sistema Informativo Territoriale della Provincia di Brindisi).

Tra le fragilità ambientali riconosciute si segnalano rischi di carattere idrogeologico; in particolare aree con elevata salinizzazione delle acque sotterranee e tratti di costa in erosione.

Di seguito si riportano i riferimenti normativi del Piano (qualora presenti) per i caratteri e gli elementi sopra identificati.

Per quanto riguarda l'erosione costiera, all'art. 17 si legge:

1. Nelle zone sottoposte ad erosione costiera sono vietate tutte le trasformazioni urbanistiche che possano incrementare l'evoluzione del fenomeno, possono essere realizzate opere di difesa, consolidamento e manutenzione della costa previa redazione di appositi studi geologici ed idraulici;

2. La Provincia ed i comuni promuovono, nell'ambito delle specifiche competenze, il contenimento del fenomeno dell'erosione costiera incentivando:

- operazioni di rinascimento con tecniche non invasive, compatibili con la qualità delle spiagge e dei fondali;*
- l'abbattimento di manufatti ed opere che ostacolano i flussi marini costieri*
- l'impianto di vegetazione boschiva e arbustiva, utilizzando specie autoctone - ricostituzioni o potenziamento di fasce dunali nelle componenti morfologiche e vegetazionali.*

Il progetto in esame non si pone in contrasto con quanto auspicato dal Piano e può quindi essere considerato conforme allo stesso.

Infine, in riferimento alle aree ad elevata salinizzazione delle acque sotterranee il progetto non si pone in contrasto con le norme di Piano non prevedendo la realizzazione di impianti di dissalazione né l'emungimento di acque sotterranee.

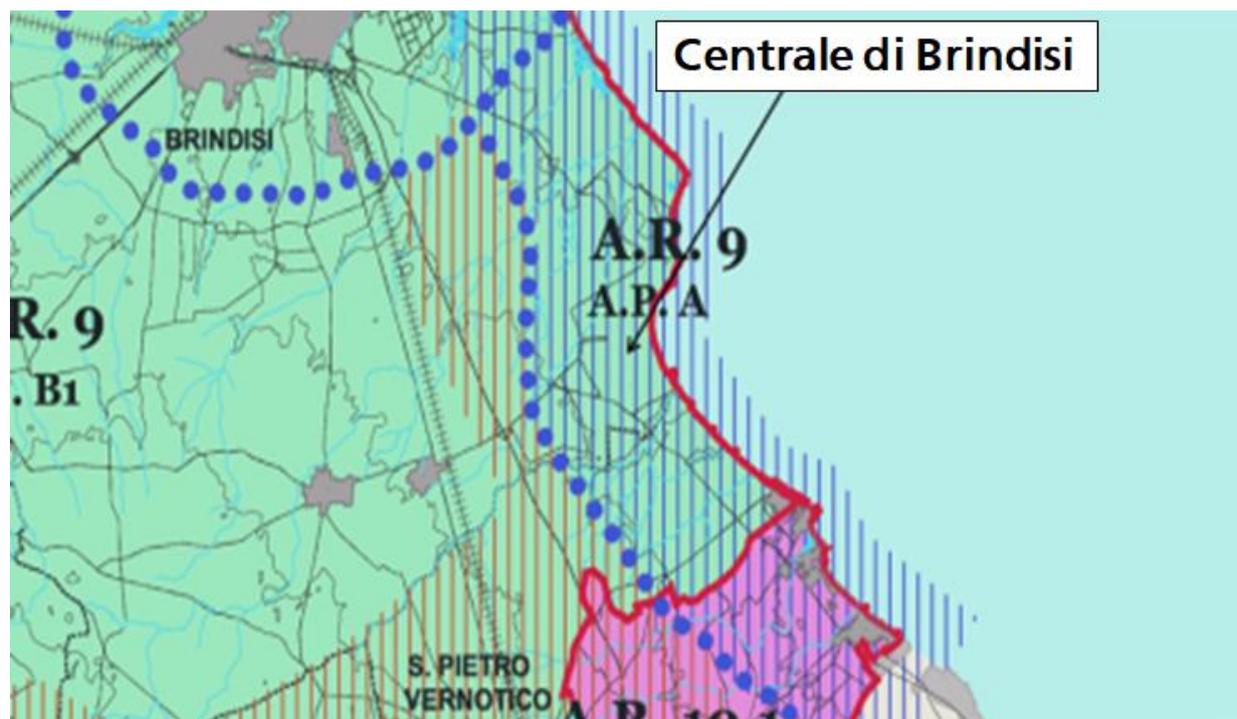
Caratteri storico-culturali

Nell'area della centrale non risultano presenti elementi riconducibili ai caratteri storico-culturali.

Paesaggi e progetti prioritari

Il Piano individua, sulla base degli ambiti paesaggistici regionali individuati dal PPTR, gli ambiti paesaggistici provinciali (AP). Come è possibile evincere dalla successiva Figura 2.4.7, l'area della centrale ricade nell'AP-A "Paesaggio della costa", compresa nel progetto prioritario per il paesaggio n. 1 "Costa".

Il PTCP attribuisce ai paesaggi provinciali riconosciuti la funzione di categorie territoriali di riferimento per il coordinamento di politiche, piani generali e settoriali per quanto riguarda il paesaggio. In funzione dei caratteri dei paesaggi provinciali e delle loro condizioni generali di stato e di funzionalità, il Piano individua per essi obiettivi di carattere paesaggistico, per il cui conseguimento dà indirizzi e detta categorie generali di trasformazione.



LEGENDA

- **Ambiti Paesaggistici Regionali (A.R.) individuati dal PPTR**
- 9** La Campagna irrigua della piana brindisina
- 9 La Campagna irrigua della piana brindisina
- **Ambiti Paesaggistici Provinciali (A.P.)**
- A** Paesaggio della costa
- B** Paesaggio della Piana brindisina
- B2** Area urbana di Brindisi

Progetti prioritari per il paesaggio

- Progetto prioritario n. 1 - Costa

Figura 2.4.7 - Paesaggi e progetti prioritari - PTCP

Per quanto riguarda i singoli paesaggi si individuano come obiettivi/azioni principali e indirizzi (art. 27 delle NTA) i seguenti:

per il Paesaggio della Costa (A):

- *mantenimento delle fasce costiere libere e individuazione di indirizzi specifici per i morfotipi costieri*
- *tutela del cordone dunale costiero e riqualificazione del cordone dunale edificato - tutela delle forme carsiche di interesse naturalistico*
- *tutela delle unità idrografiche ecosistemiche*
- *tutela delle unità terrestri costiere ad alto grado di naturalità*
- *tutela delle unità marine costiere ad alto grado di naturalità*
- *valorizzazione, riqualificazione, rigenerazione, specializzazione dei Waterfront storici e recenti*
- *garantire la continuità ecologica tra i vari tratti di costa e tra la costa e l'entroterra soprattutto mediante i corsi d'acqua e gli ambiti delle "lame" relative*
- *conservazione e tutela del paesaggio agrario delle aree bonificate - tutela e valorizzazione dei siti di interesse archeologico, del sistema delle torri costiere e interne, delle chiese e insediamenti ipogei, delle masserie, creando circuiti di fruizione culturale-turistica basati sulla viabilità storica locale, in particolare l'Appia Traiana*
- *riqualificazione ambientale degli insediamenti costieri e mitigazione del loro impatto e della superstrada e delle altre strade sull'ambiente e il paesaggio,*
- *contenimento dell'espansione insediativa costiera- l'intera fascia costiera sarà sottoposta a pianificazione unitaria da implementare con processi di copianificazione istituzionale*
- *per quanto riguarda il paesaggio dell'oliveto storico i piani urbanistici daranno indicazioni specifiche circa il mantenimento delle strutture e assetti che connotano il paesaggio dell'olivo e per la realizzazione delle pratiche colturali*

[...]

Il progetto, considerato che interessa esclusivamente aree industriali esistenti, non si pone in contrasto con obiettivi e indirizzi di Piano e può quindi essere considerato conforme allo stesso.

Per quanto riguarda il progetto prioritario nel quale l'area rientra, all'art. 35 si legge:

1. Il progetto ha il duplice scopo di arrestare i processi di degrado dovuti alla pressione insediativa e di valorizzare l'immenso patrimonio identitario (urbano, naturalistico, rurale, culturale) ancora presente nel sistema costiero e nei suoi entroterra.

2. Il progetto interessa, in particolare, i waterfront urbani, i sistemi dunali, le zone umide, le zone agricole, le urbanizzazioni periferiche, i collegamenti infrastrutturali con gli entroterra costieri, la navigabilità dolce, la fascia di costa alta o bassa [...] e le pianure costiere retrostanti (fasce territoriali definite dalla linea di costa e, approssimativamente, dalle grandi infrastrutture viarie e ferroviarie) comprendenti le "lame" (corsi d'acqua, fondovalle e versanti delle incisioni);

3. Azioni territoriali indicate dal PTCP:

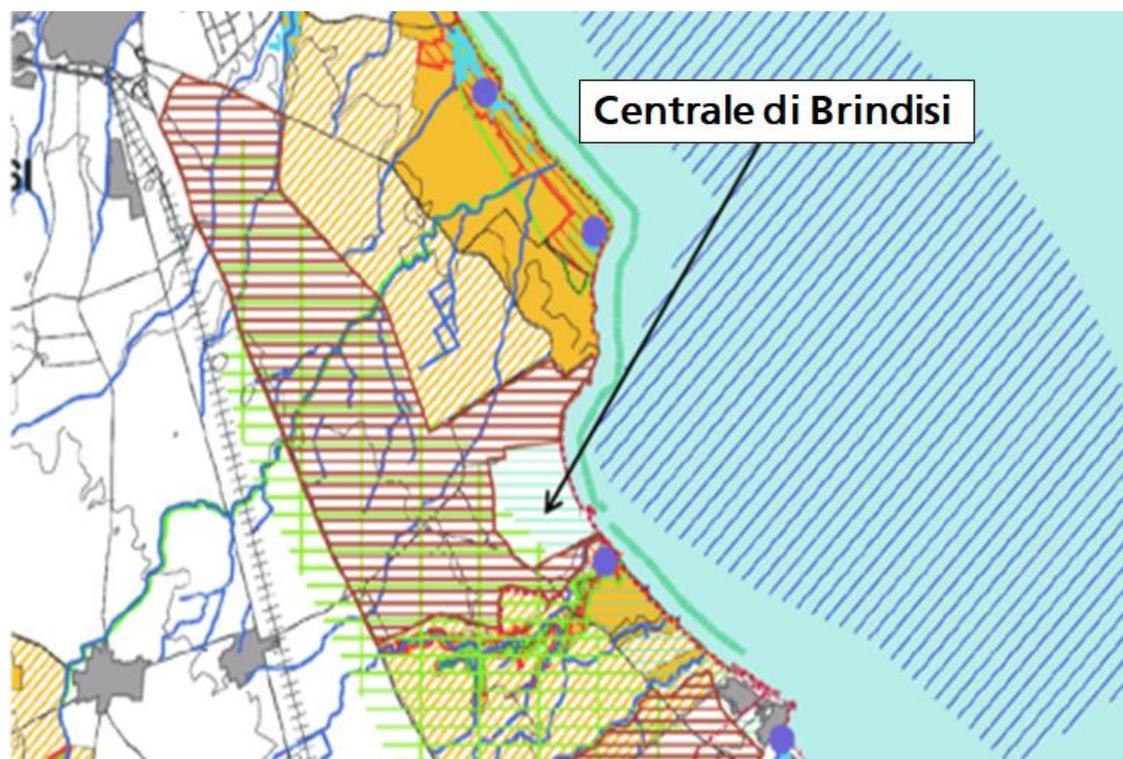
- mantenimento dei caratteri di naturalità della fascia costiera nei suoi tratti liberi, con particolare attenzione alle aree di foce dei corsi d'acqua – promuovendo connessioni ecologiche, visuali e di fruizione con le aree protette e i biotopi presenti, anche in relazione alla presenza del "SIC mare" (che si estende lungo la quasi totalità della costa);*
- risanamento delle situazioni di degrado paesistico e ambientale lungo la costa dovute alla pressione insediativa; riqualificazione dei fronti a mare degli insediamenti costieri;*
- rafforzamento delle connessioni paesistico-ambientali tra il sistema costiero e il territorio interno;*
- mitigazione paesistica e ambientale degli impatti delle infrastrutture viarie lungo la costa; miglioramento delle caratteristiche paesistiche delle infrastrutture costiere (da trasformare in "strade-parco").*
- valorizzazione e messa a sistema delle aree ed elementi di interesse archeologico e storico-testimoniale anche attraverso la costituzione di percorsi dedicati*

[...]

Da quanto si evince dalla normativa, l'area industriale interessata dagli interventi in progetto non è compresa negli ambiti di applicazione del Progetto di paesaggio n.1.

Rete ecologica

Il PTCP assume l'obiettivo prioritario della tutela, della conservazione, del miglioramento e della valorizzazione del paesaggio naturale, degli ecosistemi e della biodiversità, delle componenti ecologiche degli ambienti antropizzati, riconducibili al territorio provinciale. La rete ecologica provinciale è il riferimento per la definizione e per lo sviluppo di reti ecologiche di livello locale. Nella successiva Figura 2.4.8 si riporta lo stralcio della cartografia in riferimento all'area della centrale.



LEGENDA

A) aree ad elevata naturalità (stepping zones) principali

● Zone umide principali (definite o meno biotopi, incluse o meno in aree protette)

■ Parchi e riserve regionali e relative fasce di protezione

C) Aree di transizione principali

■ Aree di bonifica principali

Figura 2.4.8 – Rete ecologica - PTCP

Gli interventi non interferiscono con alcun elemento primario della Rete Ecologica; si segnala la presenza della Riserva Naturale Regionale Orientata Bosco di Cerano (EUAP0579) a circa 100 m a sud dal sedime della centrale. Tale area protetta non sarà comunque interferita dagli interventi in progetto.

Progetto della struttura insediativa a livello sovracomunale

L'area della centrale ricade nel progetto della struttura insediativa di livello sovracomunale relativo all'ambito 4.

La Parte 4° "Progetto della struttura insediativa di livello sovracomunale"- Capo 8 delle norme di Piano disciplina il sistema funzionale produttivo industriale e artigianale, nel quale le opere ricadono. In particolare, all'art. 70 si legge che:

Le azioni relative alla riqualificazione a livello paesaggistico ecologico, urbanistico edilizio ed energetico delle aree produttive ed alle aree A.S.I. dovranno:

- considerare la componente paesistica come requisito fondamentale per un progetto di riqualificazione complessiva delle aree produttive;
- connettere le aree produttive alle strutture territoriali, ai valori patrimoniali ambientali ed architettonici e al territorio agrario;
- definire un nuovo paesaggio antropico ecologicamente ed energeticamente sostenibile per ristabilire una relazione con i cicli ecologici;
- promuovere l'integrazione polifunzionale dell'attività produttiva con le attività commerciali, di servizio e culturali;
- riqualificare la struttura compositiva dell'impianto, attraverso: la tipologia edilizia, i volumi, la relazione tra spazi aperti ed edificato nelle diverse articolazioni;
- innalzare la qualità estetica degli elementi architettonici orientando ecologicamente gli edifici; [...]

L'adeguamento della centrale con la conversione di 4 unità a carbone con 2 a GNL non si pone in contrasto con le norme di Piano e, come auspicato dal Piano stesso, appare come una riqualificazione energetica di un'area produttiva.

2.4.3 Coerenza del progetto con la programmazione territoriale

Nel seguito si propone uno schema di sintesi relativo alla compatibilità rilevata tra il tracciato in progetto e la pianificazione territoriale ai diversi livelli istituzionali.

Pianificazione	Coerenza
<i>Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)</i>	Gli interventi in progetto costituiscono un'opera migliorativa, dal punto di vista ambientale, per gli impianti industriali esistenti, in quanto è prevista, nella sua configurazione finale, la dismissione delle attuali unità a carbone dei gruppi 1 e 2 con 1 gruppi NGCC, senza che peraltro vi siano cambi significativi di volumetrie dell'impianto. Per tali ragioni il progetto è da considerarsi conforme al PPTR, fatti salvi gli esiti della procedura di autorizzazione paesaggistica.
<i>Piano Territoriale di coordinamento Provincia di Brindisi (PTC)</i>	Non vi sono elementi di specifica criticità evidenziati dalla pianificazione provinciale, che di fatto riconosce la presenza della centrale tra le attività produttive.

2.4.4 Altri strumenti di pianificazione di interesse

2.4.4.1 Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico

Il Piano di Bacino Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI) è stato approvato il 30 novembre 2005. Con Delibere del Comitato Istituzionale del 16 febbraio 2017 sono state aggiornate le perimetrazioni di Piano.

Di seguito sono analizzate le cartografie di Piano (mediante il servizio di consultazione WMS dell'AdB Puglia) relativamente all'area interessata dagli interventi (Figura 2.4.9 - Stralcio cartografia PAI).



Pericolosità geomorfologica	Rischio
media e moderata (PG1)	R1
elevata (PG2)	R2
molto elevata (PG3)	R3
Pericolosità idraulica	R4
bassa (BP)	
media (MP)	
alta (AP)	

Figura 2.4.9 - Stralcio cartografia PAI

Come si evince dalla precedente l'area della centrale è interessata dalla fascia costiera a pericolosità geomorfologica elevata (PG2) e molto elevata (PG3).

Di seguito si riportano le norme relative alle aree ricadenti in aree a pericolosità geomorfologica.

Pericolosità geomorfologica

ARTICOLO 11 Disposizioni generali

1. In relazione alle specifiche condizioni geomorfologiche ed idrogeologiche, alla tutela dell'ambiente ed alla prevenzione contro presumibili effetti dannosi di interventi antropici, così come risultanti dallo stato delle conoscenze, sono soggetti alle norme del presente capo le aree di cui agli artt. 13, 14 e 15.

[...]

3. Nelle aree a pericolosità geomorfologica, tutte le nuove attività e i nuovi interventi devono essere tali da:

a) migliorare o comunque non peggiorare le condizioni di sicurezza del territorio e di difesa del suolo;

b) non costituire in nessun caso un fattore di aumento della pericolosità geomorfologica;

c) non compromettere la stabilità del territorio;

d) non costituire elemento pregiudizievole all'attenuazione o all'eliminazione definitiva della pericolosità geomorfologica esistente;

e) non pregiudicare la sistemazione geomorfologica definitiva né la realizzazione degli interventi previsti dalla pianificazione di bacino o dagli strumenti di programmazione provvisoria e urgente;

f) garantire condizioni adeguate di sicurezza durante la permanenza di cantieri mobili, in modo che i lavori si svolgano senza creare, neppure temporaneamente, un significativo aumento del livello di pericolosità;

g) limitare l'impermeabilizzazione superficiale del suolo impiegando tipologie costruttive e materiali tali da controllare la ritenzione temporanea delle acque anche attraverso adeguate reti di regimazione e di drenaggio;

h) rispondere a criteri di basso impatto ambientale facendo ricorso, laddove possibile, all'utilizzo di tecniche di ingegneria naturalistica.

4. La realizzazione di tutti gli interventi previsti nelle aree di cui al comma 1, salvo gli interventi di cui all'art. 12 punto c), sono sottoposti al parere vincolante dell'Autorità di Bacino.

5. Nessun intervento può essere approvato da parte della competente autorità di livello regionale, provinciale o comunale senza il preventivo o contestuale parere vincolante da parte dell'Autorità di Bacino.

6. Nelle aree di cui all'art. 4 comma 1 interessate anche da pericolosità geomorfologica, le prescrizioni relative si applicano contemporaneamente e si sommano ciascuna operando in funzione della rispettiva finalità.

7. I manufatti lambiti e/o attraversati dal limite di aree a differente livello di pericolosità sono ricompresi nell'area interessata dalle prescrizioni più restrittive.

8. I Comuni ricadenti nel territorio di applicazione del PAI introducono nei certificati di destinazione urbanistica informazioni sulla perimetrazione delle aree a pericolosità geomorfologica.

[...]

ARTICOLO 13 Interventi consentiti nelle aree a pericolosità geomorfologica molto elevata (P.G.3)

1. Nelle aree a pericolosità geomorfologica molto elevata (P.G.3), per le finalità di cui al presente PAI, oltre agli interventi di cui all'articolo precedente e con le modalità ivi previste, sono esclusivamente consentiti:

a) interventi di consolidamento, sistemazione e mitigazione dei fenomeni franosi, nonché quelli atti a indagare e monitorare i processi geomorfologici che determinano le condizioni di pericolosità molto elevata, previo parere favorevole dell'Autorità di Bacino sulla conformità degli interventi con gli indirizzi dalla stessa fissati;

b) interventi necessari per la manutenzione di opere pubbliche o di interesse pubblico;

c) interventi di ristrutturazione delle opere e infrastrutture pubbliche nonché della viabilità e della rete dei servizi privati esistenti non delocalizzabili, [...]

d) interventi di demolizione senza ricostruzione, di manutenzione ordinaria e straordinaria, di restauro, di risanamento conservativo, [...]

e) adeguamenti necessari alla messa a norma delle strutture, degli edifici e degli impianti relativamente a quanto previsto dalle norme in materia igienico-sanitaria, sismica, di sicurezza ed igiene sul lavoro, di superamento delle barriere architettoniche;

f) interventi sugli edifici esistenti, finalizzati a ridurre la vulnerabilità, a migliorare la tutela della pubblica incolumità, che non comportino aumenti di superficie, di volume e di carico urbanistico.

2. Per tutti gli interventi nelle aree di cui al comma 1 l'AdB richiede, in funzione della valutazione del rischio ad essi associato, la redazione di uno studio di compatibilità geologica e geotecnica che ne analizzi compiutamente gli effetti sulla stabilità dell'area interessata. Detto studio è sempre richiesto per gli interventi di cui ai punti a), c) e f).

ARTICOLO 14 Interventi consentiti nelle aree a pericolosità geomorfologica elevata (P.G.2)

1 Nelle aree a pericolosità geomorfologica elevata (P.G.2), oltre agli interventi di cui all'articolo precedente e con le modalità ivi previste, sono esclusivamente consentiti:

a) gli ampliamenti volumetrici degli edifici esistenti esclusivamente finalizzati alla realizzazione di servizi igienici, volumi tecnici, autorimesse pertinenziali, rialzamento del sottotetto al fine di renderlo abitabile senza che si costituiscano nuove unità immobiliari nonché manufatti che non siano qualificabili quali volumi edilizi, purché corredati da un adeguato studio geologico e geotecnico da cui risulti la compatibilità con le condizioni di pericolosità che gravano sull'area.

b) Ulteriori tipologie di intervento sono consentite a condizione che venga dimostrata da uno studio geologico e geotecnico la compatibilità dell'intervento con le condizioni di pericolosità dell'area ovvero che siano preventivamente realizzate le opere di consolidamento e di messa in sicurezza, con superamento delle condizioni di instabilità, relative al sito interessato. Detto studio e i progetti preliminari delle opere di consolidamento e di messa in sicurezza dell'area sono soggetti a parere vincolante da parte dell'Autorità di Bacino secondo quanto previsto agli artt. 12, 24, 25 e 26 in materia di aggiornamento dal PAI. Qualora le opere di consolidamento e messa in sicurezza siano elemento strutturale sostanziale della nuova edificazione, è ammessa la contestualità. In tal caso, nei provvedimenti autorizzativi ovvero in atti unilaterali d'obbligo, ovvero in appositi accordi laddove le Amministrazioni competenti lo ritengano necessario, dovranno essere indicate le prescrizioni necessarie (procedure di adempimento, tempi, modalità, ecc.) nonché le condizioni che possano pregiudicare l'abitabilità o l'agibilità.

2. Per tutti gli interventi di cui al comma 1 l'AdB richiede, in funzione della valutazione del rischio ad essi associato, la redazione di uno studio di compatibilità geologica e geotecnica che ne analizzi compiutamente gli effetti sulla stabilità dell'area interessata. Detto studio è sempre richiesto per gli interventi di cui ai punti a) e b) del presente articolo.

Sulla base dell'analisi del Piano di Bacino non si ravvisano specifiche criticità per il progetto in esame dato che gli interventi sulla centrale si collocheranno al di fuori di aree a evidente pericolosità idrogeologica.

2.4.4.2 Piano di gestione del rischio alluvioni della Regione Puglia

In ottemperanza alla Direttiva Europea 2007/60/CE, recepita in Italia dal D.Lgs. 49/2010, il Piano di Gestione del Rischio delle Alluvioni rappresenta lo strumento con cui valutare e gestire il rischio alluvioni per ridurre gli impatti negativi per la salute umana, l'ambiente, il patrimonio culturale e le attività economiche. Sulla base delle criticità emerse dall'analisi delle mappe di pericolosità e rischio sono state individuate le misure di prevenzione, protezione, preparazione e recupero post-evento per la messa in sicurezza del territorio. In tale processo di pianificazione, il Piano permette il coordinamento dell'Autorità di Bacino e della Protezione Civile per la gestione in tempo reale delle piene, con la direzione del Dipartimento Nazionale. Tutto il materiale costituente il processo di formazione del Piano di Gestione è stato generato in formato elettronico. È possibile inoltre visualizzare, interrogare ed effettuare il download dei livelli tematici (creati tramite la digitalizzazione delle mappe della Pericolosità Idraulica e del Rischio Alluvioni) nonché il layout di mappe attraverso un WebGIS reso disponibile nell'ambito del sito internet dell'Autorità di Bacino della Puglia.

Sono state inserite tutte le perimetrazioni presenti nel PAI vigente integrandole con gli ultimi approfondimenti disponibili che abbiano conseguito almeno un passaggio di condivisione; per le aree allagabili così individuate sono stati formalmente esplicitati i parametri idrodinamici previsti nel decreto.

E' opportuno precisare che i tempi di ritorno assunti nel PAI sono già coerenti con quelli previsti dalla direttiva; difatti, nell'ambito dei relativi studi sono state adottate le frequenze di 30, 200 e 500 anni, che danno luogo, in funzione della sola probabilità di accadimento, rispettivamente alle aree di Alta (AP), Media (MP) e Bassa (BP) Pericolosità Idraulica.

A partire dalle perimetrazioni del PAI così definite, per renderle congruenti ai dettami del D.Lgs. 49/2010 è bastato esplicitare i seguenti elementi caratterizzanti:

- i valori massimi di tirante in m e di velocità in m/s oltre che quelli di portata, con riferimento ai tre tempi di ritorno prima indicati ed a tratti del reticolo a carattere esoreico di particolare significatività:
- i valori massimi del tirante raggiunto in corrispondenza alle aree di invaso dei bacini endoreici con particolare livello di attenzione in rapporto ai tre tempi di ritorno di riferimento

Dai dati cartografici sopra citati, è possibile osservare come gli scenari di pericolosità e rischio rispecchino quanto già analizzato per il piano di bacino (già preso in esame in merito

ai parametri di pericolosità idraulica e relativo rischio) e che nessuna area di pericolosità o rischio interessi direttamente le aree del progetto (si ritiene per questo che non sia necessario riportare alcuna rappresentazione cartografica in questo senso).

Per le carte del rischio sono stati definiti i 3 livelli di pericolosità (AP, MP, BP) e 4 di danno potenziale (D4, D3, D2, D1), e quindi sono stabiliti i quattro livelli di Rischio conseguenti R4, R3, R2 ed R1, secondo il D.P.C.M. 29.09.98 "Atto di indirizzo e coordinamento per l'individuazione dei criteri relativi agli adempimenti di cui all'art. 1, commi 1 e del D.L. 11.06.98, n. 180":

- **R4 (rischio molto elevato):** per il quale sono possibili perdita di vite umane e lesioni gravi alle persone, danni gravi agli edifici, alle infrastrutture ed al patrimonio ambientale, la distruzione di attività socio-economiche;
- **R3 (rischio elevato):** per il quale sono possibili problemi per l'incolumità delle persone, danni funzionali agli edifici e alle infrastrutture con conseguente inagibilità degli stessi, la interruzione di funzionalità delle attività socio-economiche e danni relativi al patrimonio ambientale;
- **R2 (rischio medio):** per il quale sono possibili danni minori agli edifici, alle infrastrutture e al patrimonio ambientale che non pregiudicano l'incolumità delle persone, l'agibilità degli edifici e la funzionalità delle attività economiche;
- **R1 (rischio moderato o nullo):** per il quale i danni sociali, economici ed al patrimonio ambientale sono trascurabili o nulli.

La carta del rischio è dunque redatta operando l'intersezione della pericolosità idraulica con le classi di danno, secondo la matrice di seguito riportata:

CLASSI DI RISCHIO		CLASSI DI PERICOLOSITA'		
		AP	MP	BP
CLASSI DI DANNO	D4	R4	R3	R2
	D3	R3	R3	R2
	D2	R2	R2	R1
	D1	R1	R1	R1

Come anticipato, l'area della centrale è esterna ad aree a pericolosità idraulica, cosa che evidentemente rende trascurabile o nullo il rischio; inoltre, tali aree sono assenti anche nelle vicinanze dell'impianto, tanto che l'area vasta di interesse intorno alla centrale non è oggetto di mappatura da parte del PGRA.

2.4.4.3 Piano di tutela delle acque della Puglia

La Regione Puglia è dotata di Piano di Tutela delle Acque, approvato con D.G.C. n. 230 del 20 ottobre 2009.

La relazione generale contiene la descrizione dello stato attuale del territorio pugliese dal punto di vista del sistema idrico. Essa inoltre individua e fissa gli obiettivi di tutela per le aree richiedenti nelle specifiche misure di prevenzione dall'inquinamento e/o di risanamento di cui al Titolo III Capo I della Parte Terza del D. Lgs. 152/2006. Tali aree sono:

- Aree sensibili;
- Zone vulnerabili da nitrati di origine agricola;
- Zone vulnerabili da prodotti fitosanitari e altre zone vulnerabili;
- Aree di salvaguardia delle acque superficiali e sotterranee destinate al consumo umano.

Il PTA individua inoltre lo stato qualitativo:

- dei corsi d'acqua significativi;
- delle acque destinate alla produzione di acqua potabile;
- delle acque marine costiere;
- delle acque idonee alla vita dei pesci.

Nell'area vasta di indagine non sono presenti corpi idrici significativi ma esclusivamente corsi d'acqua superficiali come è possibile evincere dal successivo stralcio cartografico del PTA; nessuno di questi interessa l'area della centrale.

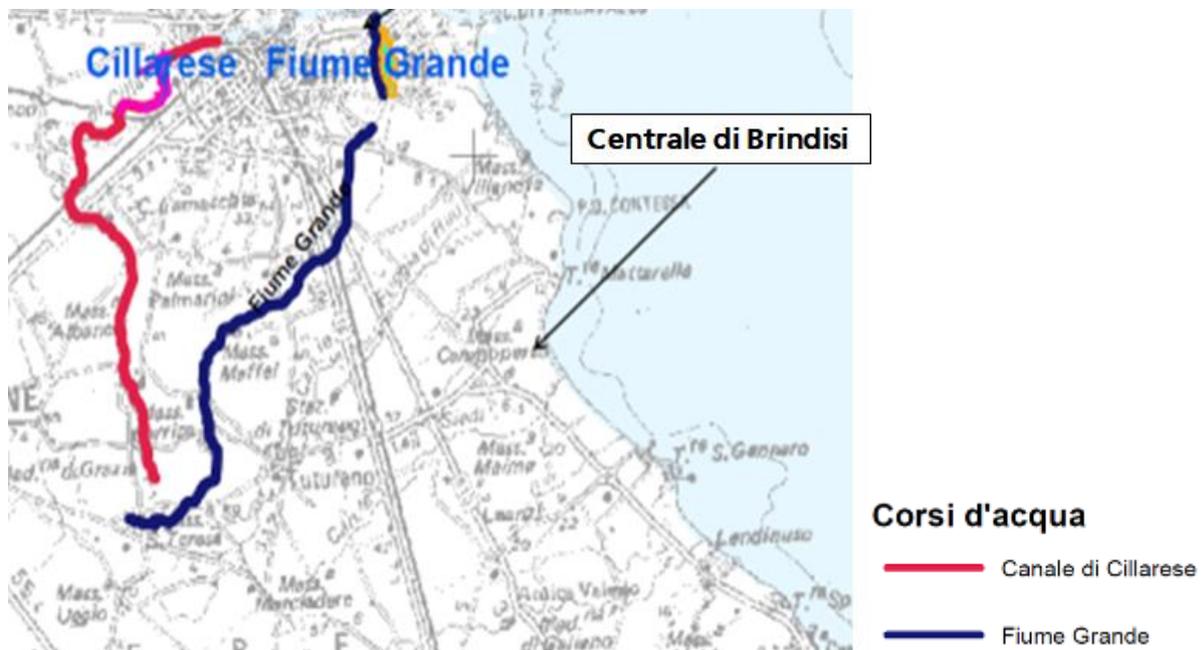


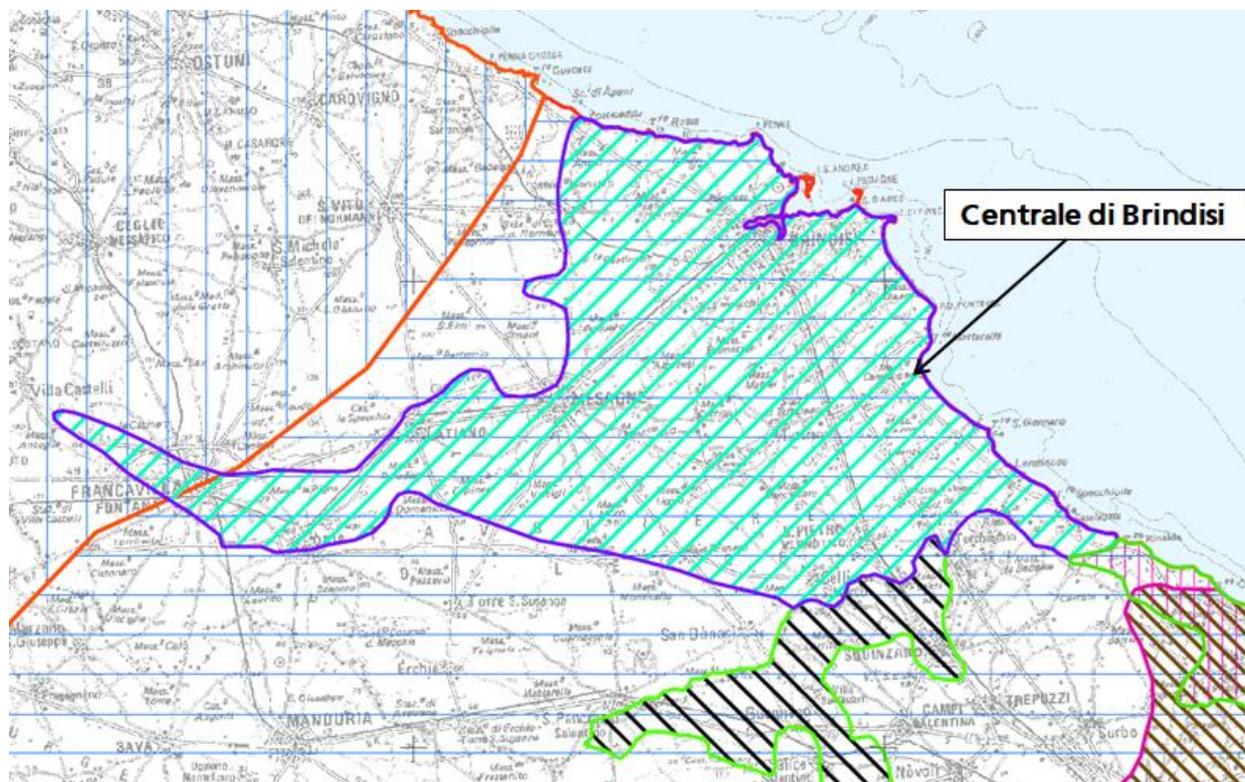
Figura 2.4.10 – Corpi idrici superficiali - PTA

Dal punto di vista delle acque marino-costiere, per quanto concerne la costa brindisina, il PTA considera quanto segue:

Le acque marine di Brindisi, pur essendo interessate dalla presenza di numerosi ed importanti scarichi industriali e civili, dai dati rilevati durante le attività di monitoraggio, non evidenziano una elevata criticità; ciò è dovuto quasi esclusivamente alla particolare situazione oceanografica in cui viene a trovarsi il litorale di Brindisi, caratterizzato da forti correnti meridionali in grado di diluire velocemente e su ampia scala spaziale le sostanze inquinanti. Situazione ben diversa è invece quella dei bacini interni (Seno di Levante, Seno di Ponente, Porto Interno e Porto Esterno) in cui la qualità delle acque e soprattutto dei sedimenti risulta quanto mai preoccupante, con carichi interni elevati che continuano a generare alta trofia anche in presenza di massicce riduzioni dei carichi esterni. Ad ogni buon conto, anche la città di Brindisi fa parte delle aree a rischio di inquinamento e quindi rientrando in un'azione organica di bonifica dell'intero sito.

Tuttavia a oggi, le informazioni disponibili presso Regione e Arpa, seppure raccolte quasi sempre nella frequenza richiesta per legge, si limitano a descrivere situazioni ambientali abbastanza circoscritte (solo 7 transetti) che difficilmente permettono di classificare il reale stato qualitativo delle acque marine costiere pugliesi.

Dal punto di vista dei corpi idrici sotterranei, l'area interessata dagli interventi ricade nell'acquifero poroso dell'area brindisina, ricompreso nel più ampio acquifero carsico fessurato del Salento (cfr. stralcio cartografico successivo, Figura 2.4.11).



Legenda

ACQUIFERI CARSIICI E FESSURATI

 ACQUIFERO DELLA MURGIA

 ACQUIFERO DEL SALENTO

ACQUIFERI POROSI

 ACQUIFERO DELL'AREA BRINDISINA

Figura 2.4.11 – Campi di esistenza dei corpi idrici sotterranei - PTA

Per la definizione della qualità delle acque sotterranee il D.Lgs. 152/2006 prevede l'attribuzione agli acquiferi o a settori di essi di una "classe chimica" in funzione dei risultati del monitoraggio periodico di una serie di parametri chimici e chimico-fisici. Il suddetto decreto legislativo prevede 5 classi chimiche di seguito rappresentate.

Tabella 2.4.4 - Classificazione dello stato chimico delle acque sotterranee

CLASSE 1	Impatto antropico nullo o trascurabile con pregiate caratteristiche idrochimiche
CLASSE 2	Impatto antropico ridotto e sostenibile nel lungo periodo e con buone caratteristiche idrochimiche.
CLASSE 3	Impatto antropico significativo con caratteristiche idrochimiche generalmente buone ma con segnali di compromissione.
CLASSE 4	Impatto antropico rilevante con caratteristiche idrochimiche scadenti
CLASSE 0	Impatto antropico nullo o trascurabile ma con particolari facies idrochimiche naturali con concentrazioni al di sopra dei valori della classe 3.

La classificazione contenuta nel PTA degli acquiferi significativi è riportata di seguito.

Tabella 2.4.5 - Stato ambientale attuale degli Acquiferi significativi - PTA

CODIFICA	ACQUIFERI	SITUAZIONE ATTUALE	
		Stato qualitativo	Stato quantitativo
AC-0000-16-010	Acquifero del Gargano	Classe 4	Classe C
AC-0000-16-020	Alta Murgia	Classe 2	Classe C
	Murgia Tarantina	Classe 4	Classe C
	Murgia Nord ad alta concentrazione salina	Classe 4	Classe C
	Murgia Nord	Classe 2	Classe C
	Murgia Sud ad alta concentrazione salina	Classe 4	Classe C
	Murgia Sud	Classe 2	Classe C
AC-0000-16-030	Acquifero del Salento ad alta concentrazione salina	Classe 4	Classe C
	Acquifero del Salento a bassa concentrazione salina	Classe 4	Classe C
AS-0000-16-040	Acquifero del Tavoliere	Classe 4	Classe C
AS-I015-16-180	Acquifero alluvionale della bassa valle del Fortore	Classe 4	Classe C
AS-I020-16-190	Acquifero alluvionale della bassa valle dell'Ofanto	Classe 4	Classe C
AS-000016-083	Acquifero dell'Arco Ionico Tarantino Occidentale	Classe 4	Classe C

Considerando la distribuzione a livello di singolo parametro, la situazione può apparire più diversificata. Infatti, considerando gli acquiferi più significativi, ovvero quelli nei quali è stata effettuata l'analisi per un elevato numero di pozzi (Gargano, Murgia, Salento, Tavoliere, Arco Jonico) si evidenzia, in particolare, che:

- per la conducibilità mentre la situazione è abbastanza simile per Murgia, Salento, Tavoliere, Arco Jonico (ca. 70-80% in classe 2, il rimanente 20-30% in classe 4), per il Gargano il 55% dei valori si colloca in classe 4/0 e il 43% in classe 2; la classe 1 è rappresentata molto scarsamente;
- i cloruri risultano particolarmente incisivi nel Gargano (73% in classe 4/0 contro il 40-60% degli altri acquiferi, tra cui quello del Salento in cui ricadono gli interventi; la classe 1 è rappresentata in modo significativo solo nella Murgia (13%);
- la distribuzione dei solfati risulta piuttosto eterogenea con agli estremi la Murgia in cui la quasi totalità dei campioni è distribuita in modo pressoché equivalente nelle prime 2 classi, l'Arco Jonico in cui quasi la metà si colloca in classe 4/0;
- riguardo ai nitrati, l'impatto risulta notevole per Arco Jonico e Tavoliere (80% ed oltre per classe 3 e 4/0), molto minore per Salento, Gargano e Murgia (30-40%);

- la presenza del ferro è rilevante (40-60% in classe 4/0) in Gargano, Murgia, Salento e Tavoliere.

Attualmente le acque reflue derivanti dal ciclo produttivo della centrale, dopo essere state trattate, scaricano in mare (4 punti di scarico); nella configurazione in progetto i quattro punti di scarico verranno mantenuti e le modalità di gestione delle acque non verranno sostanzialmente modificate, ma ottimizzata prevedendo la realizzazione di una rete dedicata alla raccolta dell'acqua meteorica.

Per quanto riguarda gli approvvigionamenti idrici ad uso industriale questi attualmente avvengono in larga misura dal mare e in parte minore da pozzo; da acquedotto i prelievi sono limitati agli usi igienico-sanitari. Questa modalità di approvvigionamento idrico non verrà sostanzialmente modificata nella configurazione di progetto.

Sulla base delle indicazioni del PTA non si rilevano specifiche misure per la centrale termoelettrica, i cui prelievi e scarichi sono comunque oggetto di specifica autorizzazione (A.I.A.) e di controlli sulla base di un piano di monitoraggio ambientale concordato con le autorità competenti in seno all'autorizzazione stessa.

2.4.4.4 Piano di Gestione delle acque del Distretto Idrografico dell'Appennino Meridionale

Per quanto concerne la pianificazione a livello di distretto idrografico, l'Autorità di Bacino dei fiumi Liri-Garigliano e Volturno di concerto con le Regioni appartenenti al Distretto Idrografico dell'Appennino Meridionale ha coordinato la redazione del "*Piano di Gestione delle Acque*", ai sensi ed in base ai contenuti della Direttiva Comunitaria 2000/60, recepiti dal D.L.vo 152/06, ed in base ai contenuti del D.M. 131/08, del D.L.vo 30/09, del D.M. 56/09, della L. 13/09 e della L. n. 25/2010.

Gli obiettivi della direttiva sono finalizzati alla "*tutela delle acque e degli ecosistemi afferenti, a garantire gli usi legittimi delle stesse*".

L'area di riferimento è il Distretto Idrografico dell'Appennino Meridionale – come definito dall'art. 64 del D.L.vo 152/06 – e comprende i territori delle Regioni Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Lazio, Molise e Puglia.

Il Piano di Gestione Acque adottato nel 2010 ed approvato con DPCM il 10 aprile 2013, è stato oggetto di un aggiornamento per il ciclo 2016-2021, in base alle scadenze fissate dalla Direttive Acque. In particolare:

- nel dicembre 2014 è stato adottato il Progetto di Piano di Gestione Acque per il ciclo di pianificazione sopra citato (2015-2021), del quale ha preso atto il Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino integrato con tutte le Regioni del Distretto Idrografico dell'Appennino Meridionale nella seduta del 22/12/2014;

- nel dicembre 2015 è stato adottato il Piano di Gestione per il II Ciclo relativo al periodo 2016-2021, con la previsione di un ulteriore aggiornamento di alcuni contenuti dello stesso Piano, con specifico riferimento a quanto richiesto per le condizionalità ex-ante sull'erogazione delle risorse finanziarie comunitarie.

In particolare, le attività di aggiornamento del Piano redatto hanno riguardato:

- Revisione ed approfondimento dell'individuazione dei corpi idrici, al fine di rispondere pienamente a quanto previsto dal D.M. 131/08 e al D.Lgs. 30/09, anche sulla scorta dei dati di monitoraggio disponibili;
- Aggiornamento del quadro delle pressioni antropiche, con particolare riferimento alla significatività delle pressioni stesse;
- Aggiornamento attuazione programmi di monitoraggio per le acque superficiali e sotterranee;
- Aggiornamento classificazione dello stato di qualità;
- Analisi economica;
- Individuazione di deroghe al raggiungimento degli obiettivi di qualità ambientale;
- Attuazione programmi di misure, anche per quanto concerne la regolamentazione dei trasferimenti idrici;
- Correlazione con il Piano di Gestione del Rischio di Alluvione.

Due sono i passaggi fondamentali per l'attuazione della politica comunitaria in materia di acque, secondo la Direttiva:

1. l'individuazione dei Distretti Idrografici, quali unità fisiografiche di riferimento per la pianificazione in materia di risorse idriche;
2. la realizzazione del Piano di Gestione del Distretto Idrografico, quale strumento operativo per l'attuazione di quanto previsto dalla Direttiva, in particolare il programma di misure.

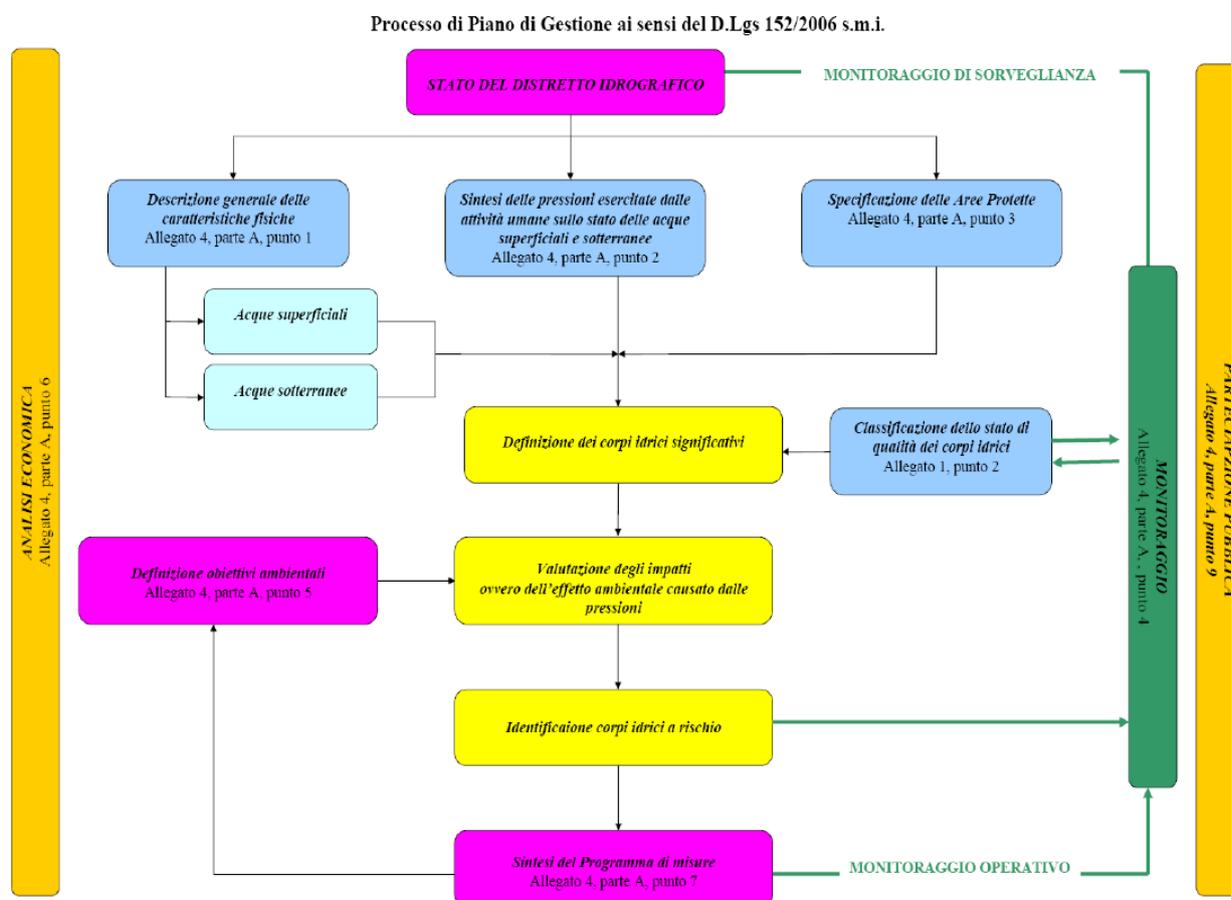
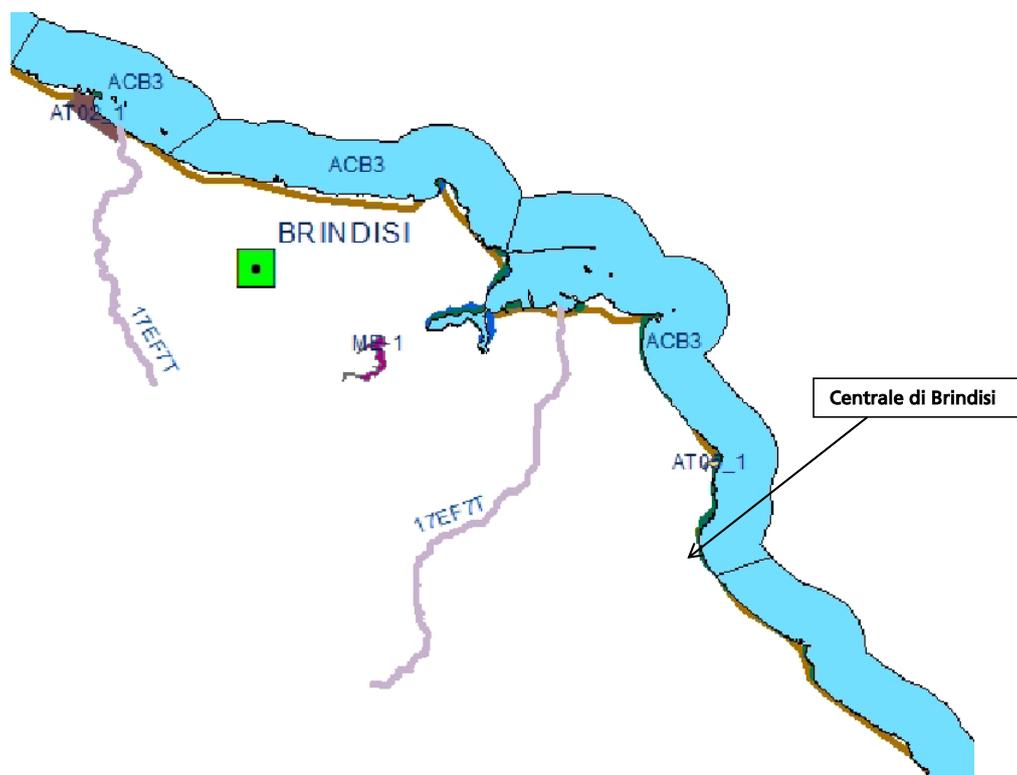


Figure 2.4-1: Processo di formazione del Piano di gestione delle Acque

Le figure successive inquadrano l'area di interesse rispetto alla classificazione dei corpi idrici superficiali e sotterranei individuati dal Piano di Gestione.

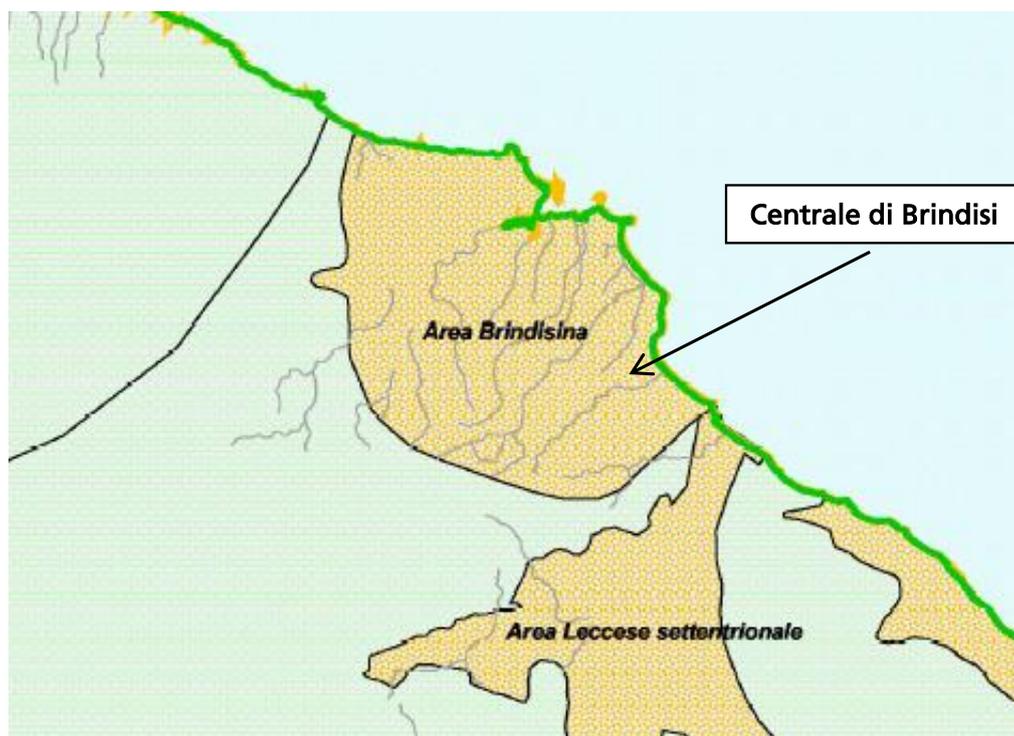
Si osserva che l'impianto di Brindisi non interessa nessun corso d'acqua superficiale naturale o artificiale significativo e che si colloca nel tratto costiero antistante all'unità ACB3.

Il corpo idrico sotterraneo interessato è quello dell'Area Brindisina classificato come di tipo C, ovvero *sistemi silico-clastici* costituiti da complessi litologici conglomeratici e sabbiosi caratterizzati da permeabilità prevalente per porosità da media a bassa in relazione alla granulometria ed allo stato di addensamento e/o di cementazione del deposito. Tali sistemi comprendono acquiferi a "potenzialità idrica variabile da medio-bassa a bassa"; presentano una circolazione idrica in genere modesta, frammentata in più falde, spesso sovrapposte.

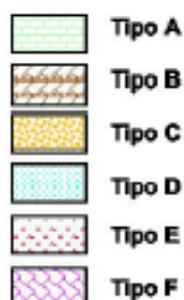


Fonte dati: Tav. 2.2. del Piano di Gestione delle Acque

Figure 2.4-2: Individuazione dei corpi idrici superficiali fluviali, laghi/invasi, transizione e marino costieri per l'area di interesse



Corpi idrici sotterranei



Fonte dati: Tav. 3.2. del Piano di Gestione delle Acque

Figure 2.4-3: Corpi idrici sotterranei individuati dal Piano di Gestione nell'area di interesse

Come detto nella fase di aggiornamento del Piano, una delle attività prevalente è stata quella della tipizzazione dei corpi idrici in seguito ai monitoraggi condotti. Per quanto riguarda la zona di interesse si segnala quanto segue:

- lo stato ecologico delle acque marino costiere è SUFFICIENTE, mentre quello chimico è NON BUONO;
- lo stato ecologico del corso d'acqua superficiale più prossimo all'impianto, che non lo interessa comunque direttamente è SCARSO e quello chimico NON BUONO;

- lo stato qualitativo delle acque sotterranee carbonatiche profonde della Piana Brindisina è NON BUONO, mentre quello dell'acquifero alluvionale superficiale è NON DETERMINATO.

Per il raggiungimento degli obiettivi di qualità sono previste delle deroghe e in particolare:

- gli obiettivi di qualità dello stato ecologico delle acque marine costiere è stato DEROGATO⁶, mentre quello dello stato chimico è stato PROROGATO⁷;
- gli obiettivi di qualità dello stato ecologico e chimico del corso d'acqua superficiale più prossimo all'impianto, sono PROPRGATI AL 2027;
- gli obiettivi di STATO QUANTITATIVO delle acque sotterranee degli acquiferi sia superficiale che profondo è da considerarsi BUONO al 2027;
- gli obiettivi di qualità dello stato chimico delle acque sotterranee:
 - per l'acquifero profondo è tra quelli per cui è richiesta una DEROGA o una PROROGA al conseguimento dello STATO CHIMICO BUONO in funzione della tipologia inquinante;
 - per l'acquifero superficiale è tra quelli per cui è richiesta una PROROGA del conseguimento dello STATO CHIMICO BUONO

Per tutti i corpi idrici di interesse il Piano pone la condizione di rischio di non raggiungimento degli obiettivi.

Così come già evidenziato in merito alle indicazioni del PTA si specifica che i prelievi e gli scarichi della centrale sono comunque oggetto di specifica autorizzazione (A.I.A.) e di controlli sulla base di un piano di monitoraggio ambientale concordato con le autorità competenti in seno all'autorizzazione stessa e le previsioni progettuali non determinano sostanziali modifiche alle condizioni attuali, tali da determinare peggioramenti circa la situazione quali-quantitativa dei corpi idrici potenzialmente interessati.

2.4.4.5 Piano di qualità dell'aria della Regione Puglia

La Regione Puglia, nell'ambito del Piano Regionale della Qualità dell'aria, adottato con Regolamento Regionale n. 6/2008, aveva definito la zonizzazione del proprio territorio ai sensi della previgente normativa sulla base delle informazioni e dei dati a disposizione a partire dall'anno 2005 in merito ai livelli di concentrazione degli inquinanti, con particolare riferimento a PM10 e NO2, distinguendo i comuni del territorio regionale in funzione della tipologia di emissioni presenti e delle conseguenti misure/interventi di mantenimento/risanamento da applicare.

⁶ La deroga può consistere in una dilazione temporale o in un mancato raggiungimento dell'obiettivo in caso di non fattibilità tecnica della misura, o in presenza di condizioni naturali limitanti, o in caso di costi sproporzionati.

⁷ La durata della proroga, per tutti i corpi idrici per i quali non vi è stata una specifica indicazione da parte delle Regioni, è stato fissato in due cicli di pianificazione

Il Piano (PRQA), è stato redatto secondo i seguenti principi generali:

- Conformità alla normativa nazionale;
- Principio di precauzione;
- Completezza e accessibilità delle informazioni.

Sulla base dei dati a disposizione è stata effettuata la zonizzazione del territorio regionale e sono state individuate "misure di mantenimento" per le zone che non mostrano particolari criticità (Zona D) e "misure di risanamento" per quelle che, invece, presentano situazioni di inquinamento dovuto al traffico veicolare (Zona A), alla presenza di impianti industriali soggetti alla normativa IPPC (Zona B) o ad entrambi (Zona C). Le "misure di risanamento" prevedono interventi mirati sulla mobilità da applicare nelle Zone A e C, interventi per il comparto industriale nelle Zone B ed interventi per la conoscenza e per l'educazione ambientale nelle zone A e C.

Diversamente, la nuova disciplina, introdotta in attuazione della direttiva 2008/50/CE, definisce la zonizzazione del territorio quale "presupposto su cui si organizza l'attività di valutazione della qualità dell'aria in ambiente" e fornisce alle regioni ed alle province autonome precisi indirizzi, criteri e procedure per poter provvedere all'adeguamento delle zonizzazioni territoriali allo stato vigenti tramite l'elaborazione e l'adozione di un progetto di zonizzazione: ciascuna zona, o agglomerato, viene quindi classificata allo scopo di individuare le modalità di valutazione, mediante misurazioni e mediante altre tecniche, in conformità alle disposizioni dettate dal decreto stesso.

La Regione Puglia ha adottato la zonizzazione e la classificazione del territorio, sulla base della nuova disciplina introdotta con il D.lgs. 155/2010, con DGR 2979 del 29/12/2011. Tale zonizzazione e classificazione, successivamente integrata con le osservazioni trasmesse nel merito dal Ministero dell'Ambiente con nota DVA 2012-8273 del 05/04/2012, è stata definitivamente approvata da quest'ultimo con nota DVA-2012-0027950 del 19/11/2012.

Sono state individuate 4 zone:

- ZONA IT1611: zona collinare
- ZONA IT1612: zona di pianura
- **ZONA IT1613: zona industriale, costituita da Brindisi, Taranto e dai Comuni di Statte, Massafra, Cellino S. Marco e San Pietro Vernotico, che risentono maggiormente delle emissioni industriali dei due poli produttivi**
- ZONA IT1614: agglomerato di Bari, comprendente l'area del Comune di Bari e dei Comuni limitrofi di Modugno, Bitritto, Valenzano, Capurso e Triggiano

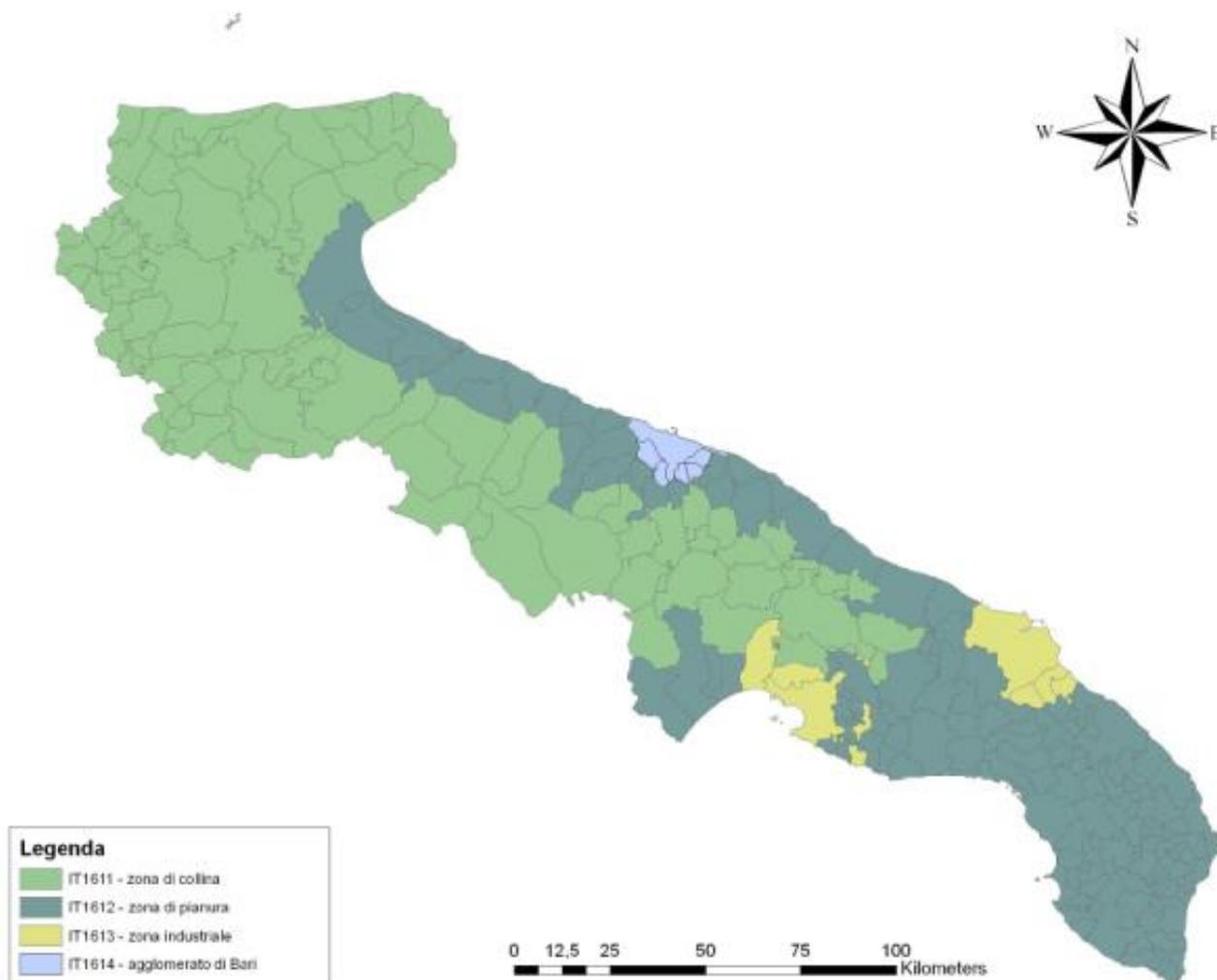


Figura 2.4.12 – Zonizzazione del territorio regionale

La Zona IT1613 è caratterizzata dal carico emissivo di tipo industriale, quale fattore prevalente nella formazione dei livelli di inquinamento. Le criticità riscontrate riguardano PM10 (con il superamento delle soglie di valutazione superiore SVS), il Benzo(a)pirene (superamento del valore obiettivo) e l'ozono (per il quale è stato superato l'obiettivo a lungo termine). Per il PM2.5 e l'NOx i valori sono tra le SVS e la soglia di valutazione inferiore, SVI. Per il benzene, il CO, l'SO2 e i metalli le concentrazioni sono inferiori alla SVI.

Obiettivo principale del PRQA 2008 è il conseguimento del rispetto dei limiti di legge per quegli inquinanti — PM10, NO2, ozono — per i quali sono stati registrati superamenti.

Le misure di risanamento previste nel Piano hanno quindi l'obiettivo di conseguire, per l'intero territorio regionale, il rispetto dei limiti di qualità dell'aria vigenti.

Al fine di evitare inefficaci interventi a pioggia, si è scelto di concentrare le risorse economiche disponibili su un numero di misure di risanamento mirate, secondo quattro linee di intervento:

1. miglioramento della mobilità nelle aree urbane;
2. riduzione delle emissioni da impianti industriali;
3. sviluppo delle politiche di educazione e comunicazione ambientale;
4. interventi per l'edilizia.

Si è scelto inoltre di introdurre un ampio numero di misure che non prevedono impegno finanziario. Misure di carattere prescrittivo possono infatti avere impatti positivi in termini di riduzione delle emissioni, soprattutto nel campo della mobilità urbana e dell'educazione ambientale.

Entrando nel merito delle quattro linee di intervento menzionate, esse si possono descrivere sinteticamente come segue:

Misure per la mobilità (si applicano nelle ZONE A e C, secondo la classificazione contenuta nel Piano 2008 e poi aggiornata come sopra riportato): sono volte principalmente allo snellimento del traffico autoveicolare nelle aree urbane, con l'incentivazione del trasporto pubblico e la riduzione del traffico merci.

Misure per il comparto industriale (si applicano nella zona B, secondo la classificazione contenuta nel Piano 2008 e poi aggiornata come sopra riportato): non comportano l'impegno di risorse finanziarie, bensì la piena e corretta applicazione di strumenti normativi che possono contribuire in maniera significativa alla riduzione delle emissioni in atmosfera.

Misure per la conoscenza e l'educazione ambientale (si applicano prioritariamente nelle ZONE A e C, secondo la classificazione contenuta nel Piano 2008 e poi aggiornata come sopra riportato): Per il successo del PRQA è essenziale il coinvolgimento, con misure di educazione ambientale, della più ampia fascia di popolazione possibile. Sarà altresì promossa la conoscenza diffusa del PRQA, attraverso il coinvolgimento di tutti gli stakeholder interessati.

Misure per l'edilizia (si applicano nelle zone A, B, C, secondo la classificazione contenuta nel Piano 2008 e poi aggiornata come sopra riportato): sono finalizzate alla promozione di sistemi capaci di degradare gli inquinanti emessi in atmosfera si suggerisce come materiali da costruzione, contenenti sostanze fotocatalitiche con Biossido di Titanio (TiO₂) per la riduzione di ossidi di azoto NOX, VOC e altri inquinanti atmosferici.

La Centrale di Brindisi è dotata di AIA vigente nella quale sono stati concordati, sulla base delle migliori tecnologie adottate e della normativa vigente, i limiti di emissione per tutte e tre le unità. È quindi vigente un piano di monitoraggio delle suddette emissioni che garantisce il rispetto di detti limiti.

Inoltre, l'attuazione del progetto di conversione completa dell'alimentazione della centrale da carbone a gas naturale, garantirebbe ulteriormente il miglioramento delle emissioni così come prospettato dal Piano di qualità dell'aria Regionale. Quest'ultimo seppur oramai superato dalla normativa di settore, si può ritenere aggiornato sulla base della nuova classificazione regionale, datata 2014, secondo la quale le criticità principali sono determinate dagli inquinanti quali PM10 e Benzo(a)Pirene. Il progetto in esame potrà certamente contribuire a un miglioramento delle proprie prestazioni anche in termini di emissione di PM10 contribuendo a sanare la criticità dell'area per questo inquinante.

2.4.4.6 Piano Regionale delle Coste della Regione Puglia

Il Piano Regionale delle Coste (PRC) della Regione Puglia è stato approvato con Delibera della Giunta Regionale del 3 ottobre 2011, n. 2273.

Il PRC è lo strumento che disciplina l'utilizzo delle aree del Demanio Marittimo, con le finalità di garantire il corretto equilibrio fra la salvaguardia degli aspetti ambientali e paesaggistici del litorale pugliese, la libera fruizione e lo sviluppo delle attività turistico ricreative. Nel più generale modello di gestione integrata della costa, esso persegue l'obiettivo imprescindibile dello sviluppo economico e sociale delle aree costiere attraverso criteri di eco - compatibilità e di rispetto dei processi naturali.

Il PRC è anche strumento di conoscenza del territorio costiero e in particolare delle dinamiche geomorfologiche e meteomarine connesse al prioritario problema dell'erosione costiera, la cui evoluzione richiede un attento e costante monitoraggio e interventi di recupero e riequilibrio litoraneo. In tale contesto il Piano definisce le cosiddette Unità Fisiografiche e Sub-Unità, intese quali ambiti costiero - marini omogenei e unitari.

La suddivisione della costa in unità fisiografiche è di importanza fondamentale per gli studi di dinamica costiera e per la progettazione delle opere a mare. Queste, come molti bacini idrografici, non coincidono con i limiti regionali, evidenziando l'interregionalità della dinamica dei litorali.

Il tratto di costa di interesse fa parte dell'Unità Fisiografica (UF) n. 4.

La costa nel tratto antistante la centrale è bassa avente prevalentemente sensibilità bassa che passa a media nel tratto più meridionale, ovvero secondo le Norme Tecniche di Attuazione del Piano il tratto di costa è di tipo C3.S3 (C3. Costa a bassa criticità; S3. Costa a bassa sensibilità ambientale) ed è normata dall'art. 6.2.9 :

Nelle zone classificate C3.S3 non sono previste particolari restrizioni d'uso se non l'attività di monitoraggio che avvalori a livello locale la classificazione effettuata su base regionale. Possono essere rilasciate - per la stessa classe di criticità - concessioni demaniali, senza particolari prescrizioni rivenienti dalla classificazione dei diversi livelli di criticità e sensibilità ambientale..

Il tratto più a sud, ove la sensibilità media è classificata come C3.S2 (C3. Costa a bassa criticità; S2. Costa a media sensibilità ambientale), normato dall'art. 6.2.8 delle NTA:

Nelle zone classificate C3.S2 non sono previste particolari restrizioni d'uso se non l'attività di monitoraggio che avvalori a livello locale la classificazione effettuata su base regionale. Possono essere previste, salvo disponibilità di zone appartenenti - per la stessa classe di criticità - ai livelli più bassi di sensibilità ambientale, in via prioritaria Spiagge Libere con Servizi (SLS) e, in via subordinata, Stabilimenti Balneari (SB). In entrambi i casi le attrezzature previste devono essere comunque definite attraverso metodologie di verifiche di tipo ambientale.



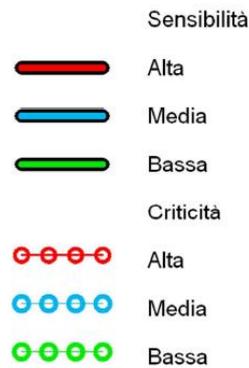


Figura 2.4.13 – Stralcio della Carta SERIE 5: Criticità-Sensibilità per l’area di interesse

Il PRC costituisce altresì uno strumento di pianificazione, in relazione al recente trasferimento di funzioni amministrative agli Enti locali (rilascio di concessioni demaniali marittime), il cui esercizio in modo efficace ed efficiente può essere garantito solo da un'azione coordinata e coerente da parte della Regione. In tal senso il PRC fornisce le linee guida, indirizzi e criteri ai quali devono conformarsi i Piani Comunali delle Coste (PCC).

Il **Piano Comunale delle Coste del Comune di Brindisi** (PCC) è stato adottato con Deliberazione della Giunta Comunale del 2 luglio 2014 n. 234.

L'area della centrale è interessata la *sub unità fisiografica 4.3: tratto di costa compreso tra Capo Torre Cavallo e il limite territoriale amministrativo a Sud del Comune di Brindisi*.

In particolare, nelle NTA del PCC si specifica che, come evidenziato nelle tavole di zonizzazione di Piano, è stata esclusa dalla pianificazione, seppur ricompresa nelle analisi delle tutele dei vincoli territoriali, la SUF 4.2 e il settore a sud della SUF 4.3 (Cerano) coincidente con le aree assoggettate a pianificazione sovracomunale di competenza dell’Autorità Portuale, per la difesa militare e alla sicurezza dello Stato e del Consorzio ASI. La zona della centrale, quindi, è esclusa dalla pianificazione del PCC.

Si evidenzia solo, che tra le carte di analisi del PCC si segnala la fascia di non fruibilità del tratto di costa prospiciente la centrale, ove vige il divieto di balneazione (si veda figura successiva).

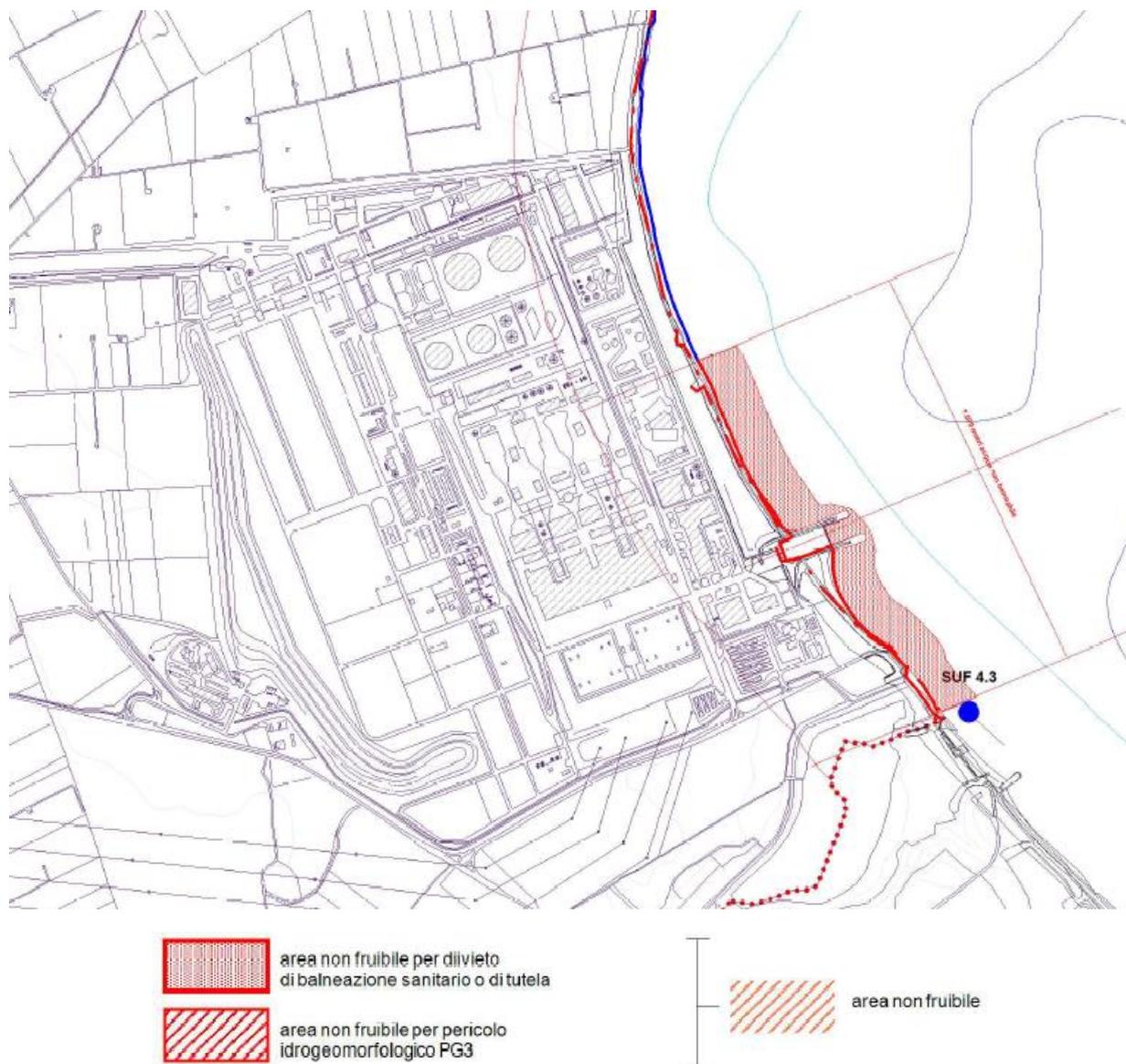


Figura 2.4.14 – Stralcio della Carta delle Aree non fruibili del PCC di Brindisi

2.4.4.7 Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti Speciali della Puglia

Il Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti Speciali (PRGRS) della Regione Puglia è stato aggiornato ed adeguato con DGR n. 819 del 23.04.2015.

I rifiuti speciali oggetto della programmazione in oggetto, classificati secondo quanto previsto dall'art. 184, comma 3, del decreto legislativo n. 152 del 3 aprile 2006 come modificato dal decreto legislativo n. 4 del 16 gennaio 2008, sono:

- a) i rifiuti da attività agricole e agro-industriali;
- b) i rifiuti derivanti dalle attività di demolizione, costruzione, nonché i rifiuti che derivano dalle attività di scavo, fermo restando quanto disposto dall'articolo 186;

- c) i rifiuti da lavorazioni industriali;
- d) i rifiuti da lavorazioni artigianali;
- e) i rifiuti da attività commerciali;
- f) i rifiuti da attività di servizio;
- g) i rifiuti derivanti dalla attività di recupero e smaltimento di rifiuti, i fanghi prodotti dalla potabilizzazione e da altri trattamenti delle acque dalla depurazione delle acque reflue e da abbattimento di fumi;
- h) i rifiuti derivanti da attività sanitarie;
- i) i macchinari e le apparecchiature deteriorati ed obsoleti;
- j) i veicoli a motore, rimorchi e simili fuori uso e loro parti;
- k) il combustibile derivato da rifiuti.

Non sono compresi i rifiuti speciali prodotti da attività artigianali, commerciali e di servizio, assimilati ai rifiuti urbani che sono soggetti al regime dei rifiuti urbani e sono perciò compresi nella parte del documento di programmazione in questione avente ad oggetto la gestione dei rifiuti urbani.

I rifiuti prodotti dalle attività di demolizione previste nel presente progetto sono quindi classificabili come rifiuti speciali.

Secondo il PRGR, come obiettivo generale, si deve *"[...] favorire l'incremento del recupero di materia e scoraggiare lo smaltimento dei rifiuti, riducendo gli impatti ambientali delle operazioni inerenti la gestione dei rifiuti."*

Gli obiettivi specifici del piano sono riportati nello schema successivo.

OBIETTIVI GENERALI		OBIETTIVI SPECIFICI	
1.	ridurre la produzione e la pericolosità dei rifiuti speciali	1.1	promozione di interventi finanziari e fiscali volti a promuovere investimenti in termini di ricerca e/o sviluppo di sistemi di riduzione della quantità e della pericolosità dei rifiuti e il recupero di materia degli stessi
		1.2	sostenere l'applicazione di nuove tecnologie e forme di gestione
		1.3	incentivare la pratica del riutilizzo
2.	razionalizzare la gestione dei rifiuti speciali (raccolta, recupero, trattamento, smaltimento)	2.1	creare una rete integrata di impianti per il trattamento, recupero e lo smaltimento di specifiche tipologie di rifiuti
		2.2	smaltire i rifiuti in uno degli impianti appropriati più vicini al luogo di produzione, limitandone la movimentazione
		2.3	conseguire, a livello regionale, l'autosufficienza impiantistica per il recupero e lo smaltimento, contribuendo alla realizzazione di tale obiettivo su scala nazionale
		2.4	ottimizzare la gestione dei PCB (raccolta, decontaminazione e smaltimento)
		2.5	ottimizzare la gestione dei rifiuti da C&D anche contenenti amianto
		2.6	ottimizzare la gestione dei fanghi biologici prodotti nell'ambito del trattamento reflui
		2.7	favorire l'utilizzo degli aggregati riciclati
		2.8	aumentare la sicurezza e l'affidabilità dei sistemi di trasporto dei rifiuti
		2.9	assicurare che la localizzazione di nuovi impianti non pregiudichi la salute dei cittadini e la tutela dell'ambiente
		2.10	assicurare che la localizzazione delle discariche garantisca la tutela dei corpi idrici sotterranei e delle aree di salvaguardia delle acque superficiali e sotterranee destinate al consumo umano.
3.	promuovere la sensibilizzazione, la formazione, la conoscenza e la ricerca	3.1	monitorare i flussi dei rifiuti prodotti, recuperati e smaltiti e la consistenza della dotazione impiantistica regionale attraverso l'istituzione dell' Osservatorio Regionale sui Rifiuti
		3.2	monitoraggio dei manufatti contenenti amianto e degli interventi di bonifica
		3.3	promuovere la cooperazione tra soggetti pubblici e privati per attività di ricerca, sviluppo e diffusione di sistemi anche innovativi e virtuosi di gestione dei rifiuti

Figura 2.4.15 – Obiettivi del PRGRS

Il progetto in esame prevede di massimizzare il recupero dei rifiuti prodotti dalle attività di cantiere, demolizione ed esercizio dell'impianto, allineandosi con quanto auspicato dalla pianificazione di settore.

2.4.5 Coerenza del progetto con la pianificazione di interesse

Nel seguito si propone uno schema di sintesi relativo alla compatibilità rilevata tra progetto e pianificazione di interesse.

Pianificazione	Coerenza
<i>Piano di Bacino Stralcio per l'Assetto Idrogeologico</i>	Sulla base dell'analisi del Piano di Bacino non si ravvisano specifiche criticità per il progetto in esame dato che gli interventi sulla centrale si collocheranno al di fuori di aree a evidente pericolosità idrogeologica e/o idraulica.
<i>Piano di gestione del rischio alluvioni della Puglia</i>	
<i>Piano di tutela delle acque della Puglia</i>	<p>Attualmente le acque reflue derivanti dal ciclo produttivo della centrale, dopo essere state trattate, scaricano in mare (4 punti di scarico); nella configurazione in progetto i quattro punti di scarico verranno mantenuti e le modalità di gestione delle acque non verranno sostanzialmente modificate.</p> <p>Per quanto riguarda gli approvvigionamenti idrici ad uso industriale questi attualmente avvengono in larga misura dal mare e in parte minore da pozzo; da acquedotto i prelievi sono limitati agli usi igienico-sanitari. Questa modalità di approvvigionamento idrico non verrà sostanzialmente modificata nella configurazione di progetto.</p> <p>Sulla base delle indicazioni del PTA non si rilevano specifiche misure per la centrale termoelettrica, i cui prelievi e scarichi sono comunque oggetto di specifica autorizzazione (A.I.A.) e di controlli sulla base di un piano di monitoraggio ambientale concordato con le autorità competenti in seno all'autorizzazione stessa.</p>
<i>Piano di Gestione delle acque del Distretto</i>	Così come già evidenziato in merito alle indicazioni del PTA si specifica che i prelievi e gli scarichi della centrale sono

Pianificazione	Coerenza
<p><i>Idrografico dell'Appennino Meridionale</i></p>	<p>comunque oggetto di specifica autorizzazione (A.I.A.) e di controlli sulla base di un piano di monitoraggio ambientale concordato con le autorità competenti in seno all'autorizzazione stessa e le previsioni progettuali non determinano sostanziali modifiche alle condizioni attuali, tali da determinare peggioramenti circa la situazione quali-quantitativa dei corpi idrici potenzialmente interessati.</p>
<p><i>Piano di qualità dell'aria della Puglia</i></p>	<p>La Centrale di Brindisi è dotata di AIA vigente nella quale sono stati concordati, sulla base delle migliori tecnologie adottate e della normativa vigente, i limiti di emissione per tutte e tre le unità. È quindi vigente un piano di monitoraggio delle suddette emissioni che garantisce il rispetto di detti limiti.</p> <p>Inoltre, l'attuazione del progetto di conversione, che contempla il passaggio dell'alimentazione della centrale da carbone a gas naturale, garantirebbe ulteriormente il miglioramento delle emissioni così come prospettato dal Piano di qualità dell'aria Regionale. Quest'ultimo seppur oramai superato dalla normativa di settore, si può ritenere aggiornato sulla base della nuova classificazione regionale, datata 2014, secondo la quale le criticità principali sono determinate dagli inquinanti quali PM₁₀ e Benzo(a)Pirene. Il progetto in esame potrà certamente contribuire a un miglioramento delle proprie prestazioni anche in termini di emissione di PM10 contribuendo a sanare la criticità dell'area per questo inquinante.</p>
<p><i>Piano Regionale delle Coste (PRC) della Regione Puglia</i></p>	<p>La costa nel tratto antistante la centrale è bassa avente prevalentemente sensibilità bassa che passa a media nel tratto più meridionale, ovvero secondo le Norme Tecniche di Attuazione del Piano il tratto di costa è di tipo C3.S3 (C3. Costa a bassa criticità; S3. Costa a bassa sensibilità ambientale). Il tratto più a sud, ove la sensibilità media è classificata come C3.S2 (C3. Costa a bassa criticità; S2. Costa a media sensibilità ambientale). Il PRC fornisce le linee</p>

Pianificazione	Coerenza
	<p>guida, indirizzi e criteri ai quali devono conformarsi i Piani Comunali delle Coste (PCC).</p> <p>Il Piano Comunale delle Coste del Comune di Brindisi (PCC) è stato adottato con Deliberazione della Giunta Comunale del 2 luglio 2014 n. 234. La zona della centrale è esclusa dalla pianificazione del PCC. Si evidenzia solo, che tra le carte di analisi del PCC si segnala la fascia di non fruibilità del tratto di costa prospiciente la centrale, ove vige il divieto di balneazione.</p>
<p><i>Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti Speciali (PRGRS) della Regione Puglia</i></p>	<p>Il progetto in esame prevede di massimizzare il recupero dei rifiuti prodotti dalle attività di cantiere, demolizione ed esercizio dell'impianto, allineandosi con quanto auspicato dalla pianificazione di settore.</p>

2.5 Strumenti di programmazione e pianificazione locale

2.5.1 Piano Regolatore del Comune di Brindisi

Il Comune di Brindisi ha approvato con D.G.R. n. 10 del 19 gennaio 2012 il Piano Regolatore Generale di adeguamento al PUTT/P ai sensi dell'art. 5.06 delle NTA del PUTT/P stesso (oggi sostituito dal nuovo PPTR – cfr. §.2.4.1.1).

Con D.G.C. n. 61 del 25 agosto 2011 il Comune di Brindisi ha adottato il Documento Programmatico Preliminare contenente gli obiettivi e i criteri di impostazione del nuovo Piano Urbanistico Generale (PUG). A oggi dunque non risulta vigente.

Di seguito si riporta uno stralcio della tavola di azzonamento, in riferimento all'area interessata dagli interventi (Figura 2.5.1).

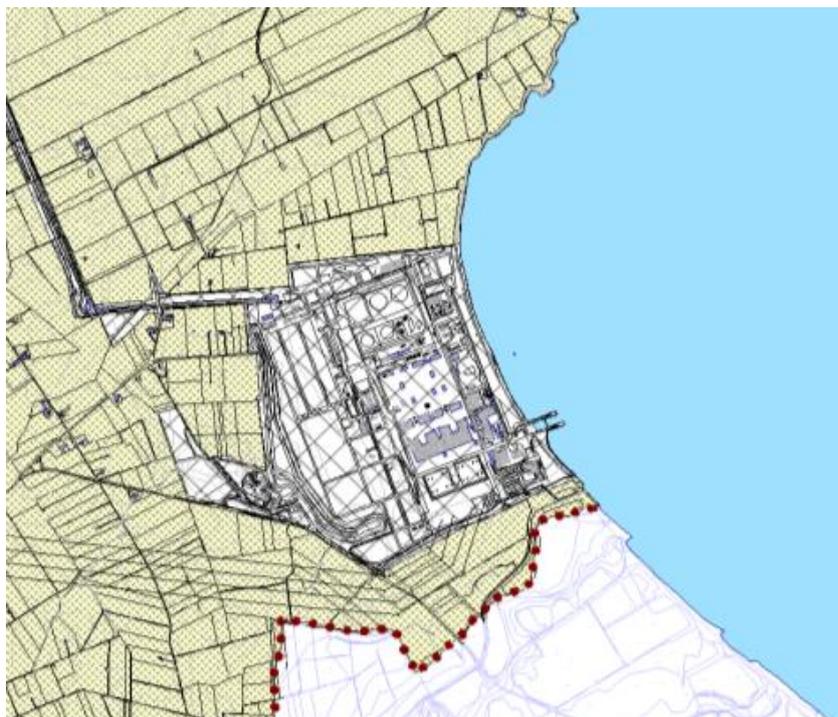


Figura 2.5.1 – Azzonamento del PRG

L'area della centrale ricade nella "Zona D3/a produttiva – industriale – Centrale Termoelettrica BR – Sud Cerano".

Di seguito si riportano le norme di attuazione di riferimento.

Art.47 - Norme particolari relative alle zone D per attività produttive.

1) Le zone omogenee "D" sono destinate al completamento, alla riqualificazione e alla espansione degli insediamenti produttivi.

[...]

3) Si comprendono tra le attività produttive quelle attività lavorative che producono beni di consumo finali o beni intermedi per le attività produttive o secondarie.

Tutte le attività diverse, ad esclusione delle attività commerciali ed affini (soggette ad apposita normativa), sono da ritenersi attività terziarie ed amministrative.

4) *Le aree esclusivamente e prevalentemente utilizzate o utilizzabili per attività produttive vengono così suddivise:*

- a) aree industriali comprese nella zona del Consorzio e dell'ASI;*
- b) area industriale speciale nei pressi della zona aeroportuale;*
- c) aree artigianali (comprese nella zona B1).*

5) *Gli interventi edilizi nelle aree industriali comprese nel perimetro dell'ASI e nel perimetro I.A.M. sono regolati dalla vigente normativa del Piano Regolatore Consortile; la loro attuazione nel tempo è regolata dai PPA di cui agli artt. 14-16.*

Per la realizzazione del progetto in esame le norme non pongono particolari divieti e/o prescrizioni e lo stesso può quindi essere considerato conforme al Piano. Il progetto, coerentemente con il Piano, va anzi in direzione della riqualificazione degli insediamenti produttivi.

Con D.G.C. n. 61 del 25 agosto 2011 il Comune di Brindisi ha adottato il Documento Programmatico Preliminare contenente gli obiettivi e i criteri di impostazione del nuovo Piano Urbanistico Generale (PUG); inoltre con DGC n. 22 del 29/01/2016 è stata approvata la "*Definizione delle Invarianti strutturali e dei criteri di applicazione previsti per ogni contesto territoriale finalizzati alla formazione del PUG di Brindisi*". Tale Delibera prevede anche un insieme di indirizzi e norme tra le quali sono fornite indicazioni riguardo al regime di salvaguardia, secondo cui:

"Dalla data di adozione del presente PUG e fino alla sua entrata in vigore, è sospesa ogni determinazione sulle domande di intervento ad attuazione indiretta o diretta in contrasto con le previsioni e prescrizioni del Piano adottato, secondo quanto disciplinato dalla normativa vigente."

La normativa del documento di PUG preliminare fornisce una serie di indirizzi da applicare per i diversi contesti territoriali individuati nella Tavola 6.1 allegata alla DGC n. 22 del 29/01/2016. La centrale di Brindisi è compresa tra i *contesti urbani industriali, portuali, demaniali, stazioni infrastrutturali* per i quali i criteri da applicare sono:

- coordinamento con la Pianificazione sovraordinata di settore finalizzata al recepimento degli indirizzi, direttive, prescrizioni e delle misure di salvaguardia in attuazione delle linee guida del vigente PPTR
- salvaguardia e recupero dei beni storico artistici e naturalistico/paesaggistici residuali
- valorizzazione/riqualificazione dei contenitori pubblici
- perimetrazione delle APPEA (aree produttive paesisticamente e ecologicamente attrezzate)

- Parco CO₂ forestazione urbana nelle aree produttive o industriali come aree per la compensazione ambientale

Il progetto in esame non è in contrasto con gli indirizzi forniti dalla documentazione preliminare del PUG e la destinazione d'uso dell'area di centrale rimane invariata rispetto a quanto previsto dal PRG vigente.

2.5.2 Piano di Zonizzazione Acustica Comunale

Il Comune di Brindisi ha approvato, in data 12/04/2012, il Piano di Zonizzazione Acustica del proprio territorio ai sensi della Legge 447/95. Si riporta di seguito lo stralcio della tavola relativo alla zonizzazione acustica adottata.

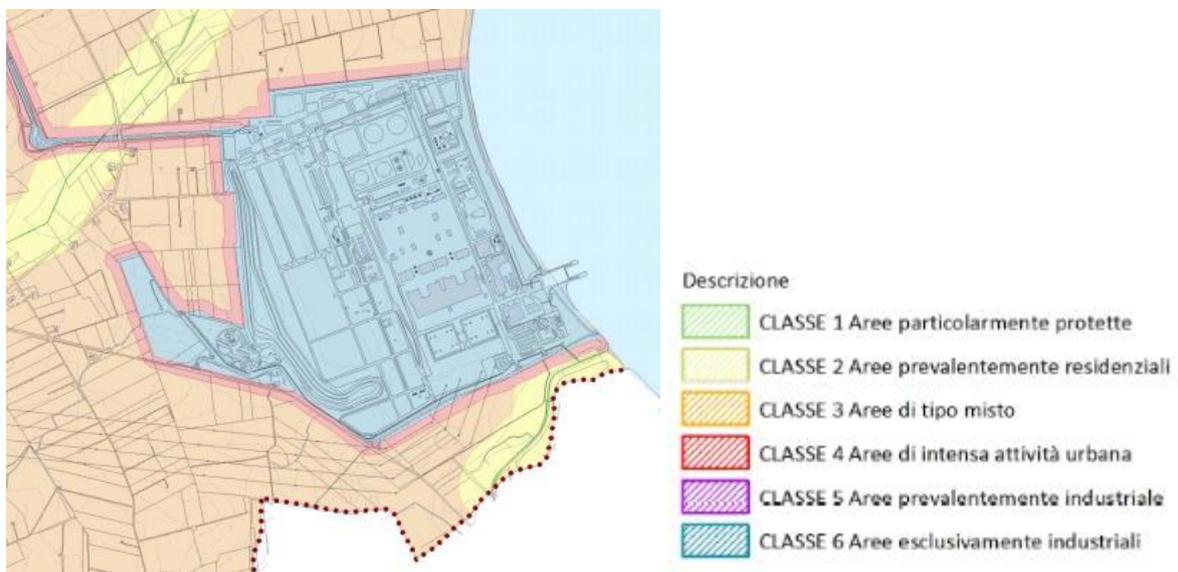


Figura 2.5.2 – Carta della zonizzazione acustica

L'area della centrale si colloca in Classe VI – Aree esclusivamente industriali. Le tabelle successive riportano i Valori di legge con territorio zonizzato ai sensi: L 447 del 26/10/1995.

Valori limite di emissione – Leq dB(A)

Classi di destinazione d'uso del territorio		ore diurne (6.00 – 22.00)	ore notturne (22.00 – 06.00)
I	Aree particolarmente protette	45 dB(A)	35 dB(A)
II	Aree prevalentemente residenziali	50 dB(A)	40 dB(A)
III	Aree di tipo misto	55 dB(A)	45 dB(A)
IV	Aree di intensa attività umana	60 dB(A)	50 dB(A)
V	Aree prevalentemente industriali	65 dB(A)	55 dB(A)
VI	Aree esclusivamente industriali	65 dB(A)	65 dB(A)

Valore limite di emissione: Il valore massimo di rumore che può essere emesso da una sorgente sonora, misurato in prossimità della sorgente stessa.

Valori limite di immissione – Leq dB(A)

Classi di destinazione d'uso del territorio		ore diurne (6.00 – 22.00)	ore notturne (22.00 – 06.00)
I	Aree particolarmente protette	50 dB(A)	40 dB(A)
II	Aree prevalentemente residenziali	55 dB(A)	45 dB(A)
III	Aree di tipo misto	60 dB(A)	50 dB(A)
IV	Aree di intensa attività umana	65 dB(A)	55 dB(A)
V	Aree prevalentemente industriali	70 dB(A)	60 dB(A)
VI	Aree esclusivamente industriali	70 dB(A)	70 dB(A)

Valore limite di immissione: Il valore massimo di rumore che può essere immesso da una o più sorgenti sonore nell'ambiente abitativo o nell'ambiente esterno, misurato in prossimità dei ricettori.

2.5.3 Coerenza del progetto con gli strumenti urbanistici comunali

Nel seguito si propone uno schema di sintesi relativo alla compatibilità rilevata tra progetto e pianificazione di interesse.

Pianificazione	Coerenza
<i>Strumenti urbanistici comunali</i>	Per la realizzazione del progetto in esame le norme non pongono particolari divieti e/o prescrizioni e lo stesso può quindi essere considerato conforme al Piano. Il progetto, coerentemente con il Piano, va anzi in direzione della riqualificazione degli insediamenti produttivi.
<i>Piano di Zonizzazione acustica</i>	L'area della centrale si colloca in Classe VI – Aree esclusivamente industriali.

2.6 Regime vincolistico

2.6.1 Patrimonio culturale (D. Lgs. 42/2004)

Ai sensi dell'art. 2 del D.Lgs. 42/2004 "*Codice dei beni culturali e del paesaggio*"⁸, il patrimonio culturale è costituito dai beni paesaggistici e dai beni culturali. In particolare, sono definiti "beni paesaggistici" gli immobili e le aree indicati all'articolo 134, costituenti espressione dei valori storici, culturali, naturali, morfologici ed estetici del territorio, e gli altri beni individuati dalla legge o in base alla legge. Sono invece "beni culturali" le cose immobili e mobili che, ai sensi degli articoli 10 e 11, presentano interesse artistico, storico, archeologico, etnoantropologico, archivistico e bibliografico e le altre cose individuate dalla legge o in base alla legge quali testimonianze aventi valore di civiltà.

I beni del patrimonio culturale di appartenenza pubblica sono destinati alla fruizione della collettività, compatibilmente con le esigenze di uso istituzionale e sempre che non vi ostino ragioni di tutela.

2.6.1.1 Beni paesaggistici (artt. 136 e 142)

La Parte terza del D.Lgs. 42/2004 raccoglie le disposizioni sulla tutela e la valorizzazione dei beni paesaggistici.

Il Codice definisce che il Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo ha il compito di individuare le linee fondamentali dell'assetto del territorio nazionale per quanto riguarda la tutela del paesaggio, con finalità di indirizzo della pianificazione (art.145).

Le regioni devono assicurare l'adeguata protezione e valorizzazione del paesaggio, tramite l'approvazione di piani paesaggistici (o piani urbanistico-territoriali con specifica considerazione dei valori paesaggistici) estesi a tutto il territorio regionale e non solo, sulle aree tutelate *ope legis*, in attesa dell'approvazione del piano (articolo 142) e sulle località dichiarate di notevole interesse pubblico, come prescriveva il Testo Unico (Decreto Legislativo numero 490 del 29 ottobre 1999). Le previsioni dei piani paesaggistici sono, quindi, cogenti per gli strumenti urbanistici di comuni, città metropolitane e province e sono immediatamente prevalenti sulle disposizioni difformi eventualmente contenute negli strumenti urbanistici, che devono essere adeguati entro due anni dall'entrata in vigore del Decreto. Il Codice attribuisce al piano paesaggistico un triplice contenuto: conoscitivo, prescrittivo e propositivo.

⁸ Pubblicato nel Supplemento Ordinario n. 28 della Gazzetta Ufficiale n. 45 del 24 febbraio 2004 e successivamente modificato ed integrato dai Decreti Legislativi n.156 e n.157 del 24 marzo 2006 e dai Decreti Legislativi n.62 e n.63 del 26 marzo 2008, entrati in vigore il 24 aprile 2008.

Una novità rilevante è costituita dalla previsione che Regioni e Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo stipulino accordi per l'elaborazione d'intesa dei piani paesaggistici o per la verifica e l'adeguamento dei piani paesaggistici già approvati ai sensi dell'articolo 149 del Testo Unico.

Ai sensi dell'art. 136, comma 1 sono sottoposti a vincolo:

- a) le cose immobili che hanno cospicui caratteri di bellezza naturale, singolarità geologica o memoria storica, ivi compresi gli alberi monumentali;
- b) le ville, i giardini e i parchi, non tutelati dalle disposizioni della Parte seconda del Codice, che si distinguono per la loro non comune bellezza;
- c) i complessi di cose immobili che compongono un caratteristico aspetto avente valore estetico e tradizionale, inclusi i centri ed i nuclei storici;
- d) le bellezze panoramiche e così pure quei punti di vista o di belvedere, accessibili al pubblico, dai quali si goda lo spettacolo di quelle bellezze.

Ai sensi dell'art. 142, comma 1 sono inoltre sottoposti a vincolo:

- a) i territori costieri compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia, anche per i terreni elevati sul mare;
- b) i territori contermini ai laghi compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia, anche per i territori elevati sui laghi;
- c) i fiumi, i torrenti, i corsi d'acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna;
- d) le montagne per la parte eccedente 1.600 metri sul livello del mare per la catena alpina e 1.200 metri sul livello del mare per la catena appenninica e per le isole;
- e) i ghiacciai e i circhi glaciali;
- f) i parchi e le riserve nazionali o regionali, nonché i territori di protezione esterna dei parchi;
- g) i territori coperti da foreste e da boschi, ancorché percorsi o danneggiati dal fuoco, e quelli sottoposti a vincolo di rimboschimento, come definiti dall'articolo 2, commi 2 e 6, del decreto legislativo 18 maggio 2001, n. 227;
- h) le aree assegnate alle università agrarie e le zone gravate da usi civici;
- i) le zone umide incluse nell'elenco previsto dal d.P.R. 13 marzo 1976, n. 448;
- l) i vulcani;
- m) le zone di interesse archeologico.

Per la definizione del regime vincolistico si è fatto riferimento alle banche dati della Direzione Generale Archeologia, Belle Arti e Paesaggio nata dalla fusione della Direzione

generale Archeologia con quella Belle Arti e Paesaggio⁹, in particolare il S.I.T.A.P., Sistema Informativo Territoriale Ambientale e Paesaggistico, banca dati a riferimento geografico su scala nazionale per la tutela dei beni paesaggistici, nella quale sono catalogate le aree sottoposte a vincolo paesaggistico dichiarate di notevole interesse pubblico dalle Leggi 1497/1939 e 431/1985, oggi ricomprese nel Decreto Legislativo 42/2004 (Parte Terza, Titolo I, articolo 142).

Contribuiscono alla definizione del regime vincolistico la cartografia del PPTR (Tavola dei beni paesaggistici) e del PTCP di Brindisi (Vincoli e tutele operanti).

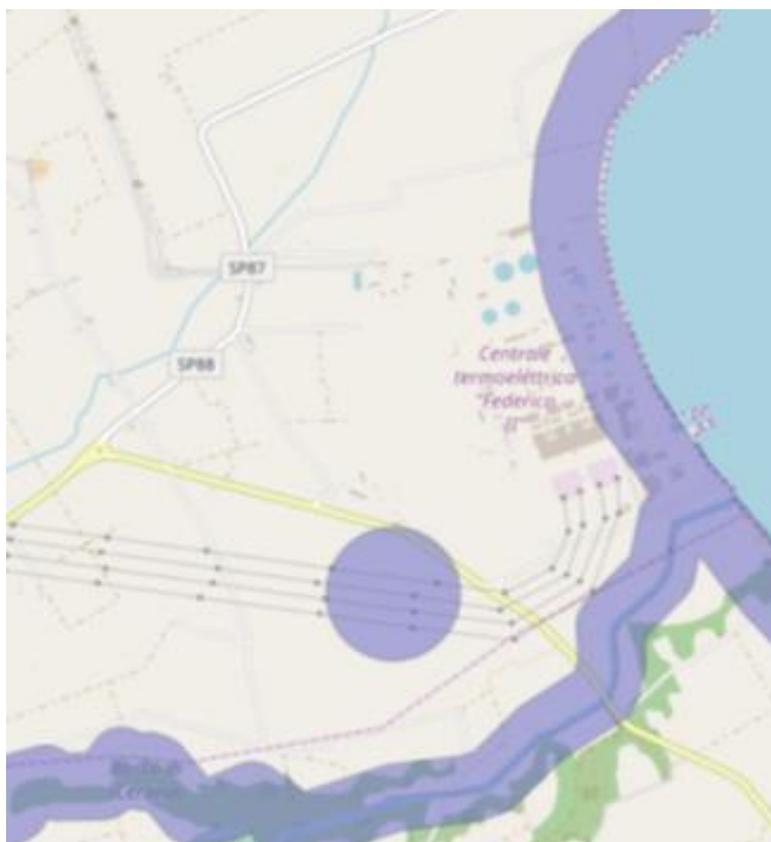
Il quadro generale del contesto vincolistico in cui va ad inserirsi il progetto in esame è rappresentato nella *Tavola 2.6.1 – Regime vincolistico* allegata al presente documento.

L'area della centrale interessa beni paesaggistici e, in particolare (vedi Figura 2.6.1):

- "territori costieri", ai sensi dell'art. 142, comma 1), lett. a) del D.Lgs. 42/2004;
- "corsi d'acqua e relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna", ai sensi dell'art. 142, comma 1), lett. c) del D.Lgs. 42/2004;

Per il progetto in esame è richiesta l'autorizzazione paesaggistica. La Relazione paesaggistica, elaborata ai sensi del D.P.C.M. 12/12/2005 è presentata in allegato al progetto (Rapporto CESI B9014362).

⁹ //<http://www.dgabap.beniculturali.it/>



Fonte dati: <http://www.sitap.beniculturali.it/>

**Figura 2.6.1 – Beni paesaggistici relativi al Dlgs 42/04 e smi
(in azzurro i vincoli relativi alle fasce di rispetto fluviale)**

2.6.1.2 Beni culturali (art. 10)

Il patrimonio nazionale di “beni culturali” è riconosciuto e tutelato dal D.Lgs.42/2004. Ai sensi degli articoli 10 e 11, sono beni culturali le cose immobili e mobili appartenenti allo Stato, alle regioni, agli altri enti pubblici territoriali, nonché ad ogni altro ente ed istituto pubblico e a persone giuridiche private senza fine di lucro, che presentano interesse artistico, storico, archeologico o etnoantropologico.

Sono soggetti a tutela tutti i beni culturali di proprietà dello Stato, delle Regioni, degli Enti pubblici territoriali, di ogni altro Ente e Istituto pubblico e delle Persone giuridiche private senza fini di lucro sino a quando l’interesse non sia stato verificato dagli organi del Ministero. Per i beni di interesse architettonico, storico, artistico, archeologico o etnoantropologico tale verifica viene effettuata dalla Direzione Regionale per i Beni Culturali e Paesaggistici.

Sono altresì soggetti a tutela i beni di proprietà di persone fisiche o giuridiche private per i quali è stato notificato l’interesse ai sensi della L. 364 del 20/06/1909 o della L. 778 del

11/06/1922 ("Tutela delle bellezze naturali e degli immobili di particolare interesse storico"), ovvero è stato emanato il vincolo ai sensi della L. 1089 del 01/06/1939 ("Tutela delle cose di interesse artistico o storico"), della L. 1409 del 30/09/1963 (relativa ai beni archivistici: la si indica per completezza), del D. Lgs. 490 del 29/10/1999 ("Testo Unico delle disposizioni legislative in materia di beni culturali e ambientali") e infine del D. Lgs. 42/2004.

Rientrano dunque in questa categoria anche i siti archeologici per i quali sia stato riconosciuto, tramite provvedimento formale, l'interesse culturale.

Con il fine di individuare l'eventuale presenza nell'area vasta di analisi di beni culturali si è fatto riferimento alle banche dati del Ministero per i Beni e le Attività Culturali e il Turismo, in particolare "VINCOLI in RETE"¹⁰, nelle quali sono catalogate le aree e i beni sottoposti a vincolo culturale, ai sensi del Decreto Legislativo 42/2004, oltre che i contenuti degli strumenti di Pianificazione territoriale e paesaggistica precedentemente analizzati.

Nell'area della centrale e nelle aree produttive limitrofe non si individuano beni culturali ascrivibili all'art. 10 del Dlgs 42/04 e smi.

2.6.2 Vincolo idrogeologico (R.D.L. n. 3267/1923)

Il vincolo idrogeologico (Regio Decreto Legge n. 3267 del 30/12/1923, "Riordinamento e riforma della legislazione in materia di boschi e di terreni montani") si rivolge ad aree delicate dal punto di vista della morfologia e della natura del terreno ed è finalizzato, essenzialmente, ad assicurare che le trasformazioni operate su tali aree non producano dissesti, o distruggano gli equilibri raggiunti e consolidati, a seguito di modifica delle pendenze legate all'uso e alla non oculata regimazione delle acque meteoriche o di falda. La presenza del vincolo comporta la necessità di una specifica autorizzazione per tutte le opere edilizie che presuppongono movimenti di terra. La necessità di tale autorizzazione riguarda anche gli interventi di trasformazione colturale agraria che comportano modifiche nell'assetto morfologico dell'area, o intervengono in profondità su quei terreni.

L'area della centrale è esterna al vincolo idrogeologico (Figura 2.4.4).

2.6.3 Rischio sismico

Il vincolo sismico è riferito alle aree soggette a rischio sismico e a quelle soggette a movimenti franosi. La sua finalità è quella di sottoporre a controllo tutti gli interventi edilizi sulle aree vincolate con la creazione di un archivio-deposito dei progetti e la loro attestazione su uno standard tecnico predefinito.

¹⁰ Il progetto vincoli in rete consente l'accesso in consultazione alle informazioni sui beni culturali Architettonici e Archeologici - <http://vincoliinrete.beniculturali.it/VincoliInRete/vir/utente/login#>

L'Ordinanza della Presidenza del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003 "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica", pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale del 8 maggio 2003, ha introdotto nuovi criteri per la classificazione sismica del territorio nazionale e nuove normative tecniche per costruzioni in zona sismica ed ha avviato un programma ricognitivo del patrimonio edilizio esistente, di edifici e opere infrastrutturali di particolare importanza. Nell'art. 2, inoltre, si specifica che le Regioni dovranno provvedere all'individuazione, formazione ed aggiornamento dell'elenco delle zone sismiche sulla base delle indicazioni presenti nell'Allegato 1 alla suddetta Ordinanza. Tale allegato, infatti, contiene i criteri generali per la classificazione sismica cui le Regioni hanno fatto riferimento fino alla realizzazione della mappa di pericolosità sismica su scala nazionale, la cui finalità è stata quella di evitare che ci fosse troppa disomogeneità fra i Comuni ubicati ai confini di Regioni diverse.

La mappa di pericolosità di riferimento è stata predisposta dall'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV) nel 2004 ed è stata adottata con l'O.P.C.M. n. 3519 del 28 aprile 2006 "Criteri generali per l'individuazione delle zone sismiche e per la formazione e l'aggiornamento degli elenchi delle medesime zone". La pericolosità sismica è determinata sulla base del picco di massima accelerazione orizzontale del suolo con probabilità di eccedenza del 10% in 50 anni (ag) e in base al suo valore le Regioni individuano la zona sismica cui appartiene un determinato Comune.

Le "Norme tecniche per le costruzioni", emanate con Decreto del Ministro delle Infrastrutture e dei Trasporti il 14 settembre 2005, sono state abrogate dal Decreto Ministeriale 14 gennaio 2008 recante "Approvazione delle nuove norme tecniche per le costruzioni", emanato dal Ministero delle Infrastrutture e pubblicato su G. U. Suppl. Ordin. n. 29 del 04 febbraio 2008. Tale decreto è stato successivamente integrato dal Decreto Ministeriale del 06 maggio 2008, pubblicato su G.U. n. 153 del 02 luglio 2008. L'allegato A "Pericolosità sismica" prevede che l'azione sismica di riferimento per la progettazione sia definita sulla base dei valori di pericolosità sismica dall'OPCM n. 3519 del 28 aprile 2006.

Si segnala che il 17 gennaio 2018 sono state approvate le nuove Norme Tecniche per le Costruzioni, pubblicate in Gazzetta Ufficiale il 20 febbraio 2018. Le NTC 2018 sono entrate in vigore il 22 marzo 2018. Il decreto delle Nuove Norme tecniche per le costruzioni, all'articolo 2, contiene le indicazioni sull'applicazione delle regole tecniche nella fase transitoria, a seconda dello stato di avanzamento del progetto: sono ancora applicabili le vecchie NTC del 2008, a progetti affidati e contratti firmati, solo per le opere pubbliche che si concludono entro cinque anni dalla data di entrata in vigore delle nuove NTC, cioè entro 22 marzo 2023. Per le opere private le cui parti strutturali sono ancora in corso di esecuzione o per le quali, prima della data di entrata in vigore delle nuove Norme tecniche

per le costruzioni, è stato depositato il progetto esecutivo, si possono continuare ad applicare le vecchie Norme tecniche per le costruzioni del 2008, fino alla fine dei lavori e al collaudo statico.

Di seguito si riporta la classificazione sismica nazionale per le aree indagate (cerchio rosso), dalla quale si evince che le stesse ricadono in Zona 4: sismicità bassa (PGA inferiore a 0,05 g).

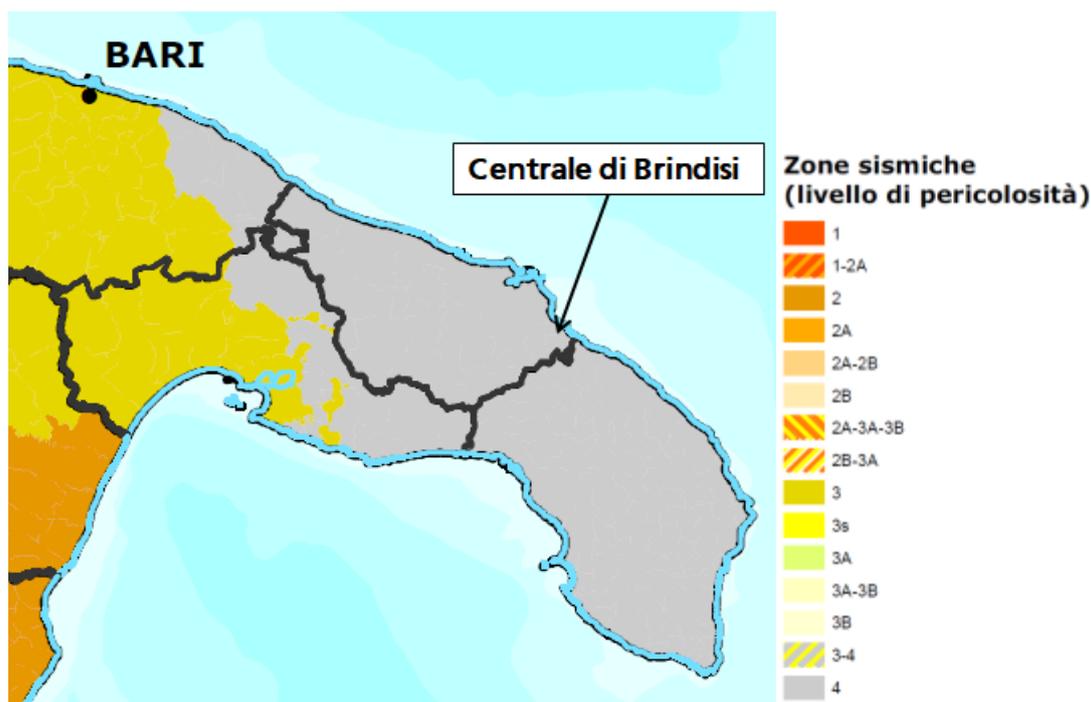


Figura 2.6.2 – Classificazione sismica nazionale – 2015

2.6.4 Siti contaminati

L'area interessata dalla realizzazione del progetto in esame è ricompresa nel SIN (Sito di interesse Nazionale) "Brindisi", i cui riferimenti normativi sono riportati nella successiva Tabella.

Tabella 2.6.1 – Riferimenti normativi per il SINI "Brindisi"

Sito	Legge istitutiva del SIN	Norme di perimetrazione
BRINDISI	L. 426/1998	D.M. 10/01/2000

Di seguito si riporta la perimetrazione del SIN interessato dalla realizzazione degli interventi, con evidenza della parte terrestre (in verde) e di quella marina (in blu).



Figura 2.6.3 – Perimetrazione del SIN “Brindisi”

Il sito della Centrale al fine di procedere con le attività di caratterizzare è stato suddiviso in 4 aree di intervento denominate E, F, G e H. A seguito della caratterizzazione è stato presentato un progetto di bonifica dei suoli che prevedeva attività di scavo e smaltimento per la contaminazione da metalli e idrocarburi in alcuni punti dell’area E e G ed un’analisi di rischio sanitario ambientale (AdR) per la contaminazione da arsenico nei suoli profondi dell’area E. Il progetto comprensivo dell’AdR è stato autorizzato con DM 5035 del 5/06/2014 e l’avvenuta bonifica è stata certificata dalla Provincia con provvedimento n.10 del 27/01/2015.

Come indicato nel DM suddetto permangono nell’area E delle limitazioni d’uso in considerazione del fatto che rimane una contaminazione da arsenico nel suolo profondo. Pertanto, qualsiasi intervento che preveda attività di scavo nell’area E che possano modificare i parametri ambientali e/o lo scenario di esposizione dell’AdR già approvata, deve essere soggetto ad una rielaborazione dell’AdR sanitario ambientale, come richiesto anche dal PTCP.

Per quanto riguarda la falda Enel ha sottoscritto in data 4/08/2010 un atto transattivo con il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di adesione all’accordo di programma del SIN di Brindisi. Proseguono trimestralmente i monitoraggi della qualità delle acque di falda così come previsto dal Decreto AIA.

A seguito della richiesta del MATTM formulata in sede di CdS istruttoria del 24/02/2015 di “valutare mediante idonea analisi di rischio la necessità di adottare misure di prevenzione

per i fruitori dell'area qualora emergessero dai monitoraggi delle acque di falda superamenti delle CSC per sostanze volatili", è stata redatta un'Analisi di Rischio sanitaria sito specifica per la contaminazione da composti organici clorurati nelle acque di falda. I risultati dell'applicazione di tale Analisi di Rischio sito-specifica hanno evidenziato che le concentrazioni di Triclorometano e Tricloroetilene, rilevate nelle acque sotterranee, non generano rischi per i lavoratori presenti in sito.

In sede di CdS dell'11/10/2016 il MATTM ha approvato l'AdR suddetta richiedendo comunque di concordare con Arpa il proseguo del monitoraggio delle acque di falda al fine di aggiornare eventualmente l'AdR.

2.6.5 Incidenti rilevanti

Lo stabilimento produttivo interessante la Centrale Termoelettrica di proprietà della Società Enel Produzione S.p.a., individuata dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio quale stabilimento a rischio di incidente rilevante, ai sensi del D.L.gs.105/2015, è assoggettato alle disposizioni normative di cui al Decreto Legislativo citato e al Decreto Ministeriale del 09.05.2001 "Requisiti minimi di sicurezza in materia di pianificazione urbanistica e territoriale per le zone interessate da stabilimenti a rischio di incidente rilevante".

2.6.6 Rapporto tra il progetto e il regime vincolistico

Nel seguito si propone uno schema di sintesi relativo alla compatibilità rilevata tra progetto e regime vincolistico.

Vincoli	Coerenza
Beni paesaggistici	<p>L'area di intervento in progetto interferisce con i seguenti dei vincoli ascrivibili al Dlgs 42/04 e smi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • "territori costieri", ai sensi dell'art. 142, comma 1), lett. a) del D.Lgs. 42/2004; • "corsi d'acqua e relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna", ai sensi dell'art. 142, comma 1), lett. c) del D.Lgs. 42/2004; <p>Il progetto, quindi, dovrà essere assoggettato a procedura di valutazione di compatibilità paesaggistica ai sensi della normativa di settore. La Relazione paesaggistica, elaborata ai sensi del D.P.C.M. 12/12/2005 è presentata in allegato al progetto (Rapporto CESI B8016960).</p>
Beni culturali	<p>Il sito non interferisce con il sistema dei beni culturali di cui all'art. 10 del medesimo decreto.</p>
Vincolo idrogeologico	<p>L'area della centrale non è interessata dal vincolo idrogeologico (R.D.L. n. 3267/1923)</p>
Rischio sismico	<p>L'area della centrale si colloca in area di sismicità bassa</p>
Siti contaminati	<p>Si segnala che il sito di è inserito nel SIN (Sito di interesse Nazionale) "Brindisi". Per scavi in area E, G ed H è necessaria la rielaborazione dell'AdR, mentre l'AdR elaborata per Triclorometano e Tricloroetilene nelle acque sotterranee non ha evidenziato rischi per i lavoratori presenti in sito.</p>
Incidenti rilevanti	<p>La Centrale è assoggettata alle disposizioni di legge per le ditte a rischio di incidente rilevante ai sensi del D.lgs 105/2015 e sarà prodotto un rapporto relativo al Non Aggravio di Rischio (NAR) per il progetto in esame.</p>

2.7 Sistema delle aree protette e/o tutelate

2.7.1 Aree protette

L'esercizio delle funzioni amministrative riguardanti la protezione delle bellezze naturali, delegate dallo Stato alle Regioni con l'art. 82 del DPR 616/77, è disciplinato dalle disposizioni della L.R. 22 luglio 1978 n. 46 e dalla L.R. 2 novembre 1979 n. 52 e successive modifiche o integrazioni.

La materia è stata ulteriormente regolata dal D.Lgs. 22 gennaio 2004 n. 42 "Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della L. 6 luglio 2002", n. 137 Pubblicato nella Gazz. Uff. 24 febbraio 2004, n. 45. L'autorizzazione ai fini del vincolo paesaggistico è rilasciata secondo la disciplina di cui al titolo VI, capo IV della Legge Regionale 3 gennaio 2005 n.1 (Norme per il governo del territorio).

La Legge n. 394/91 "Legge quadro sulle aree protette" (suppl. n.83 - G.U. n.292 del 13.12.1991) ha definito la classificazione delle aree naturali protette, ne ha istituito l'Elenco ufficiale e ne ha disciplinato la gestione.

Nelle aree naturali protette la Regione Puglia salvaguarda e valorizza le attività agro-silvo-pastorali e tradizionali nonché le altre economie locali, garantendo priorità di accesso ai finanziamenti previsti da regolamenti e da piani e programmi nazionali e comunitari (art. 1, c. 2 della L.R.).

Attualmente il 13,8% del territorio regionale è interessato da aree naturali protette e in particolare è caratterizzato dalla presenza di:

- 2 parchi nazionali;
- 3 aree marine protette;
- 16 riserve statali;
- 18 aree protette regionali.

Le aree protette presenti nel raggio di 5 km dal sito della centrale sono riportate nella *Tavola 2.7.1 – Sistema delle aree protette e/o tutelate*.

L'area interessata dagli interventi non ricade all'interno di aree protette; nell'area vasta di riferimento si segnala tuttavia la presenza di:

- Riserva Naturale Regionale Orientata Bosco di Cerano (EUAP0579) a circa 100 m a sud dal sedime della centrale;
- Parco Naturale Regionale Salina di Punta della Contessa (EUAP0580) a circa 900 m dal sedime della centrale, in direzione Nord.

2.7.2 Rete Natura 2000

La Direttiva Europea n. 92/43/CEE del Consiglio del 21 maggio 1992 relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche, comunemente denominata Direttiva "Habitat", prevede la creazione della Rete Natura 2000.

"Natura 2000" è il nome che il Consiglio dei Ministri dell'Unione Europea ha assegnato ad un sistema coordinato e coerente (una «rete») di aree destinate alla conservazione della diversità biologica presente nel territorio dell'Unione stessa ed in particolare alla tutela di una serie di habitat e specie animali e vegetali indicati negli Allegati I e II della Direttiva "Habitat". Tali aree sono denominate Siti d'Importanza Comunitaria (SIC), e, solo in seguito all'approvazione di Misure di Conservazione sito specifiche, vengono designate come Zone Speciali di Conservazione (ZSC) con decreto ministeriale adottato d'intesa con ciascuna Regione e Provincia autonoma interessata.

La Direttiva Habitat ha creato per la prima volta un quadro di riferimento per la conservazione della natura in tutti gli Stati dell'Unione. In realtà, però, non è la prima direttiva comunitaria che si occupa di questa materia. È del 1979 infatti un'altra importante Direttiva, che si integra all'interno delle previsioni della Direttiva Habitat, la cosiddetta Direttiva "Uccelli" (79/409/CEE, sostituita integralmente dalla versione codificata della Direttiva 2009/147/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 30 novembre 2009). Anche questa prevede da una parte una serie di azioni per la conservazione di numerose specie di uccelli, indicate negli allegati della direttiva stessa, e dall'altra, l'individuazione da parte degli Stati membri dell'Unione di aree da destinarsi alla loro conservazione, le cosiddette Zone di Protezione Speciale (ZPS).

Qualunque progetto interferisca con un'area Natura 2000 deve essere sottoposto a "Valutazione di Incidenza" secondo l'Allegato G della Direttiva stessa. Lo Stato italiano, nella sua normativa nazionale di recepimento della Direttiva Habitat¹¹ ha previsto alcuni contenuti obbligatori della relazione per la Valutazione di Incidenza di piani e progetti ed ha specificato quali piani e progetti devono essere soggetti a Valutazione di Incidenza e quali ad una vera e propria Valutazione di Impatto Ambientale, da redigere secondo la normativa comunitaria e nazionale.

L'individuazione dei siti da proporre è stata realizzata in Italia dalle singole Regioni e Province autonome, le attività sono finalizzate al miglioramento delle conoscenze

¹¹ Decreto del Presidente della Repubblica 12 marzo 2003, n. 120 Regolamento recante modifiche ed integrazioni al Decreto del Presidente della Repubblica 8 settembre 1997, n. 357, concernente attuazione della Direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche (GU n. 124 del 30-5-2003).

naturalistiche sul territorio nazionale e vanno dalla realizzazione delle check-list delle specie alla descrizione della trama vegetazionale del territorio, dalla realizzazione di banche dati sulla distribuzione delle specie all'avvio di progetti di monitoraggio sul patrimonio naturalistico, alla realizzazione di pubblicazioni e contributi scientifici e divulgativi.

Complessivamente la Rete Natura 2000 in Puglia si estende su una superficie di 402.899 ettari, pari al 20,81 % della superficie amministrativa regionale (esclusi i SIC marini).

La Rete Natura 2000 in Puglia è rappresentata da una grande variabilità di habitat e specie, anche se tutti i siti di interesse comunitario (SIC e ZPS) presenti rientrano nella Regione Biogeografica Mediterranea e Marino Mediterranea.

Le forme di gestione della Rete si possono suddividere in:

- politiche e normative a scala regionale;
- gestione dei siti;
- azioni di conservazione attiva

La Regione Puglia ha rispettato gli obblighi derivanti dall'applicazione delle Direttive 79/409 e 92/43 approvando il Regolamento Regionale n. 28 del 22 dicembre 2008 "Criteri minimi uniformi per la definizione di misure di conservazione relative a Zone Speciali di Conservazione (ZSC) e Zone di Protezione Speciale (ZPS) in recepimento del D.M. 17 ottobre 2007. In base agli obblighi emanati a livello comunitario e statale la Regione Puglia dal 2007 ha approvato 31 Piani di Gestione di siti Rete Natura 2000 (SIC) ai sensi del D.M. 3 settembre 2002 Linee Guida per la gestione dei Siti Rete Natura 2000.

Con il Regolamento Regionale n. 6 del 10 maggio 2016 sono state approvate le Misure di Conservazione per 47 siti di interesse comunitario non dotati di apposito piano di gestione.

Attualmente 21 siti di interesse comunitario presenti in Puglia sono stati designati come ZSC (Zone Speciali di Conservazione) con Decreto del Ministro dell'Ambiente del 10 luglio 2015.

L'area interessata dagli interventi non ricade all'interno di siti appartenenti alla Rete Natura 2000; nell'area vasta di riferimento si segnala tuttavia la presenza de:

- SIC IT9140001 "Bosco Tramazzone", ubicato a circa 100 m dal sedime della centrale, in direzione Sud;
- SIC/ZPS IT9140003 "Stagni e Saline di Punta della Contessa", ubicato a circa 2,4 km dal sedime della centrale in direzione Nord-Est.

I siti Natura 2000 presenti nel raggio di 5 km dal sito della centrale sono indicati nella *Tavola 2.7.1 – Sistema delle aree protette e/o tutelate* allegata al presente documento.

Data la potenziale interferenza indiretta con il SIC Bosco Tramazzone, adiacente al sedime della centrale e con il SIC/ZPS Stagni e Saline di Punta della Contessa, il progetto è assoggettato alla procedura di Valutazione di Incidenza ai sensi della normativa di settore. Il relativo Studio di Incidenza è presentato in allegato al presente studio (Allegato B – Studio per la Valutazione di incidenza, Rapporto CESI B9014258).

2.7.3 Rapporto tra il progetto e il sistema delle Aree protette e/o tutelate

Nel seguito si propone uno schema di sintesi relativo alla compatibilità rilevata tra progetto e aree protette e tutelate.

Aree protette	Coerenza
<i>Aree protette</i>	<p>L'area interessata dagli interventi non ricade all'interno di aree protette; nell'area vasta di riferimento si segnala tuttavia la presenza di:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Riserva Naturale Regionale Orientata Bosco di Cerano (EUAP0579) a circa 100 m a Sud dal sedime della centrale; • Parco Naturale Regionale Salina di Punta della Contessa (EUAP0580) a circa 900 m dal sedime della centrale, in direzione Nord.
<i>SIC e ZPS</i>	<p>Per quanto concerne la rete Natura 2000, l'area interessata dagli interventi non ricade all'interno di siti appartenenti alla suddetta rete, ma nell'area vasta di riferimento si segnala la presenza di del SIC Bosco Tramazzone (IT9140001) a circa 100 m dal sedime della centrale, in direzione Sud; inoltre a c.a. 2,4 km a Nord-Est si segnala anche il SIC/ZPS Stagni e Saline di Punta della Contessa. Vista la potenziale interferenza indiretta con tali siti è stato predisposto lo studio di incidenza ambientale riportato in Allegato B al presente documento (Rapporto CESI B8016958).</p>

2.8 Eventuali disarmonie tra i piani e il progetto

Dalla disamina dei piani e programmi che insistono sul territorio di interesse risulta l'assenza di evidenti elementi ostativi alla realizzazione del progetto. Sono però da prevedersi alcune procedure tecnico amministrative al fine di rispondere ad alcune esigenze normative soprattutto in tema di biodiversità e di paesaggio.

Si fornisce nel 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.

Pianificazione	Coerenza
<i>Pianificazione Energetica</i>	Il progetto in esame non mostra elementi di criticità rispetto alla pianificazione energetica ai diversi livelli istituzionali, soprattutto in termini di decarbonizzazione che, ricordiamo, nella configurazione finale del progetto sarà completa per la Centrale in oggetto. È vero, comunque, che in generale deve confrontarsi con la necessità di aumentare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, le quali, tuttavia, non possono garantire la flessibilità richiesta dal <i>Capacity Market</i> . In tal senso, quindi, l'adeguamento della centrale, che prevede la dismissione dei gruppi a carbone e la realizzazione di 1 gruppo NGCC, concorre al raggiungimento degli obiettivi del PEAR e garantisce l'efficienza e la flessibilità energetica richiesta dal programma del <i>Capacity Market</i> .
<i>Pianificazione Socio economica</i>	Benché non si abbia 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; rispetto alla pianificazione regionale, il progetto trova coerenza in termini di riduzione di emissioni di gas climalteranti in ragione della messa fuori servizio di tutte le unità a carbone esistenti.
<i>Pianificazione territoriale e paesaggistica regionale e provinciale</i>	È possibile dire che non vi sono elementi di specifica criticità evidenziati dalla pianificazione regionale e provinciale: queste di fatto riconoscono la presenza della centrale tra le attività produttive. Inoltre, gli interventi in progetto costituiscono un'opera migliorativa, dal punto di vista ambientale, per gli impianti industriali esistenti, in quanto è prevista la sostituzione di 4 unità a carbone con 2 unità a gas naturale, senza che peraltro vi siano cambi significativi di volumetrie dell'impianto. Per tali ragioni il progetto è da considerarsi conforme alla pianificazione territoriale e paesaggistica, fatte salve le procedure di autorizzazione paesaggistica.
<i>Tutela delle acque e difesa dai rischi idrogeologico ed idraulico</i>	Sulla base dell'analisi del Piano di Bacino non si ravvisano specifiche criticità per il progetto in esame dato che gli interventi sulla centrale si collocheranno al di fuori di aree a evidente pericolosità idrogeologica e/o idraulica. Rispetto alla pianificazione di tutela delle acque, il progetto non prevede sostanziali modifiche nella gestione dell'approvvigionamento idrico e degli scarichi dei reflui rispetto alla situazione attuale.
<i>Piano di qualità dell'aria</i>	L'attuazione del progetto di conversione completa dell'alimentazione della centrale da carbone a gas naturale garantirebbe il miglioramento delle emissioni così come prospettato dal Piano di qualità dell'aria Regionale; inoltre il progetto in esame potrà certamente contribuire a un miglioramento delle proprie prestazioni anche in termini di emissione di PM ₁₀ contribuendo a sanare la criticità dell'area per questo inquinante.

Pianificazione	Coerenza
<i>Strumenti di programmazione comunale</i>	<p>Per la realizzazione del progetto in esame le norme del Piano Regolatore di Brindisi non pongono particolari divieti e/o prescrizioni e lo stesso può quindi essere considerato conforme al Piano. Il progetto, coerentemente con il Piano, va anzi in direzione della riqualificazione degli insediamenti produttivi.</p> <p>Per quanto concerne la zonizzazione acustica, l'area della centrale si colloca in Classe VI – Aree esclusivamente industriali.</p>
<i>Pianificazione delle coste</i>	<p>Secondo il Piano Regionale delle Coste (PRC), la costa nel tratto antistante la centrale è bassa avente prevalentemente sensibilità bassa che passa a media nel tratto più meridionale.</p> <p>Il Piano Comunale delle Coste del Comune di Brindisi (PCC) è stato adottato con Deliberazione della Giunta Comunale del 2 luglio 2014 n. 234. La zona della centrale è esclusa dalla pianificazione del PCC. Si evidenzia solo, che tra le carte di analisi del PCC si segnala la fascia di non fruibilità del tratto di costa prospiciente la centrale, ove vige il divieto di balneazione.</p>
<i>Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti Speciali</i>	<p>Il progetto in esame prevede di massimizzare il recupero dei rifiuti prodotti dalle attività di cantiere, demolizione ed esercizio dell'impianto, allineandosi con quanto auspicato dalla pianificazione di settore.</p>
<i>Regime vincolistico</i>	<p>L'area di intervento in progetto interferisce con i seguenti dei vincoli ascrivibili al Dlgs 42/04 e smi:</p> <ul style="list-style-type: none"> • "territori costieri", ai sensi dell'art. 142, comma 1), lett. a) del D.Lgs. 42/2004; • "corsi d'acqua e relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna", ai sensi dell'art. 142, comma 1), lett. c) del D.Lgs. 42/2004. <p>Il progetto è quindi assoggettato a procedura di autorizzazione paesaggistica ai sensi della normativa di settore. La Relazione paesaggistica, elaborata ai sensi del D.P.C.M. 12/12/2005 è presentata in allegato al progetto (Rapporto CESI B9014362).</p> <p>Il sito non interferisce con il sistema dei beni culturali di cui all'art. 10 del medesimo decreto.</p> <p>L'area della centrale non è interessata dal vincolo idrogeologico (R.D.L. n. 3267/1923)</p> <p>L'area della centrale si colloca in area di sismicità bassa.</p> <p>Si segnala che il sito è inserito nel SIN (Sito di interesse Nazionale) "Brindisi" ed è assoggettato alle disposizioni di leggi per le ditte a rischio di incidente rilevante ai sensi del D.lgs 105/2015.</p>
<i>Sistema delle aree protette e Rete Natura 2000</i>	<p>Le aree interessate dagli interventi non ricadono all'interno di aree protette; nell'area vasta di riferimento si segnala tuttavia la presenza di:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Riserva Naturale Regionale Orientata Bosco di Cerano (EUAP0579) a circa 100 m a Sud dal sedime della centrale; • Parco Naturale Regionale Salina di Punta della Contessa (EUAP0580) a circa 900 m dal sedime della centrale, in direzione Nord.

Pianificazione	Coerenza
	<p>Per quanto concerne la rete Natura 2000, le aree interessate dagli interventi non ricadono all'interno di siti appartenenti alla suddetta rete, ma nell'area vasta di riferimento si segnala la presenza di del SIC Bosco Tramazzone (IT9140001) a circa 100 m dal sedime della centrale, in direzione Sud; inoltre a c.a. 2,4 km a nord-est si segnala anche il SIC/ZPS Stagni e Saline di Punta della Contessa. Data la potenziale interferenza indiretta con tali siti è stato predisposto lo studio di incidenza presentato in Allegato B al presente documento (Rapporto CESI B9014358).</p>

3 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

3.1 Premessa

La centrale termoelettrica FEDERICO II (Brindisi Sud) dell'Enel Produzione S.p.A. sorge nel territorio del Comune di Brindisi in Località Cerano di Tutturano, circa 12 km a Sud della città di Brindisi e 30 km a Nord della città di Lecce.

Il sito occupa una superficie di circa 186 ettari e si affaccia sul litorale brindisino, nel tratto di costa che va da Località Masseria Cerano al confine sud del Comune stesso.

Nel 1982 l'Enel venne autorizzata, con decreto M.I.C.A. del 24/06/1982, rilasciato a norma della Legge 18/12/1973 n. 880, alla costruzione ed esercizio di una centrale termoelettrica a carbone e olio combustibile, della potenza nominale di 2640 MW_e, articolata su quattro sezioni, ciascuna della potenza nominale di 660 MW_e, dotate di precipitatori elettrostatici.

Il progetto originario, immutato per quanto attiene la capacità produttiva, ha subito negli anni delle rilevanti modifiche impiantistiche rese necessarie per rispettare i più stringenti limiti di emissione in atmosfera, conseguire la poli-combustibilità delle caldaie, adeguare le infrastrutture di logistica di approvvigionamento combustibili, lo stoccaggio e la movimentazione dei reflui solidi (essenzialmente gessi e ceneri), le capacità di stoccaggio del combustibile liquido.

I gruppi hanno eseguito il 1° parallelo commerciale alla rete di trasporto nazionale rispettivamente in data:

- Gruppo 1: 10/10/91
- Gruppo 2: 26/05/92
- Gruppo 3: 10/12/92
- Gruppo 4: 30/11/93

Nel 1998 su tutti e quattro i gruppi sono entrati in funzione gli impianti DeNO_x e DeSO_x.

Il progetto prevede l'installazione nell'area di impianto esistente di unità nuove unità a gas in configurazione due su uno (2 turbine a gas e relative caldaie a recupero che si collegano ad una sola turbina a vapore), taglia massima 1680 MW_e. L'intervento prevede tre fasi di costruzione; la prima fase comprende la costruzione di una prima unità turbogas e il funzionamento in ciclo aperto (OCGT) in corrispondenza della messa fuori servizio di tutte le unità a carbone esistenti; la seconda fase prevede l'aggiunta di un'altra unità turbogas in funzionamento in ciclo aperto (OCGT); la terza fase prevede il possibile completamento in ciclo chiuso di entrambi i cicli aperti con l'aggiunta di due caldaie a recupero e una turbina a vapore (CCGT).

Il nuovo gruppo in ciclo combinato si chiamerà Brindisi BS1, i due Turbogas e GVR saranno denominati rispettivamente BS1A e BS1B.

Sono inoltre previste modifiche all'opera di interconnessione con la rete esterna in alta tensione, che verrà adeguata alle esigenze del nuovo ciclo combinato.

Nella sua configurazione finale e rispetto la configurazione attuale autorizzata all'esercizio con decreto di riesame dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) n. DEC-MIN-0000174 del 03/07/2017, il nuovo impianto consentirà di:

- ridurre la potenza termica autorizzata da 6560 MW_t (2640 MW_e per ciascun gruppo da 660 MW_e) a 2700 MW_t (1680 MW_e in ciclo chiuso¹²);
- realizzare potenza elettrica di produzione con unità che hanno rendimento elettrico netto superiore al 60%, rispetto all'attuale 40%, riducendo contestualmente le emissioni di CO₂ di oltre il 60%;
- ottenere una concentrazione di emissioni in atmosfera di NO_x, CO inferiori ai valori attuali (NO_x ridotti da 130 a 10 mg/Nm³, CO che passano da 100 a 30 mg/Nm³);
- azzerare le emissioni di SO₂ e di polveri.

Nel presente capitolo si fornisce una descrizione dell'assetto attuale dell'impianto, una descrizione del progetto proposto con indicazioni di maggior dettaglio relativamente alle potenziali connessioni con il sistema ambientale nel quale l'impianto si inserisce.

Si riporta nel seguito il glossario degli acronimi utilizzati nel presente capitolo.

AP =	Alta Pressione
APC=	Advanced Process Control
AT =	Alta Tensione
BP =	Bassa Pressione
BREF =	Best Available techniques Reference document
C.C. =	Corpo Cilindrico
CCGT =	Ciclo Combinato con Turbina a Gas
DCS=	Distributed Control System
DLN =	Dry Low NOx
ESD=	Emergency Shutdown System
GIS =	Gas insulated switchgear

¹² Nel caso di configurazione 2+1 la potenza nominale di 1680 MWe è la massima potenzialmente traguardabile in relazione alle valutazioni tecniche ad oggi sviluppate dai fornitori; l'effettiva potenza dipenderà dalla potenza delle singole macchine del produttore che si aggiudicherà la gara di fornitura, e potrebbe incrementarsi per sviluppo tecnologico fino al 3% in più (totale 1730 MWe circa), non modificando tuttavia in alcun modo la potenza termica dichiarata.

GTCMPS=	Gas Turbine Control System
GVR =	Generatore di Vapore a Recupero
HMI=	Human Machine Interface
ITAO=	Impianto Trattamento Acque Oleose
ITAR=	Impianto Trattamento Acque Reflue
LSZH=	Low Smoke Zero Halogen
MP =	Media Pressione
MT =	Media Tensione
ODAF=	Trasformatore raffreddato ad olio in circolazione forzata, con circolazione forzata d'aria
ONAF=	Trasformatore in olio a circolazione naturale, con circolazione forzata dell'aria
ONAN=	Trasformatore in olio a circolazione naturale, con circolazione naturale dell'aria
RH =	Vapore Risurriscaldato
RHC =	Vapore Risurriscaldato Caldo
RHF =	Vapore Risurriscaldato Freddo
SCR =	Riduzione selettiva catalitica (catalizzatore per abbattimento NOx)
SMAV=	Sistema Monitoraggio Avanzato Vibrazioni
SME=	Sistema Monitoraggio Emissioni
SH =	Vapore Surriscaldato
STCMPS=	Steam Turbine Control System
TAG =	Trasformatore di avviamento gruppo
TG =	Turbina a Gas
TP =	Trasformatore principale
TU =	Trasformatore di unità
TV =	Turbina a Vapore
TVCC=	Televisione a circuito chiuso

3.2 Assetto attuale della Centrale

3.2.1 Le sezioni di generazione

I quattro gruppi che costituiscono l'impianto sono identici e sono costituiti ciascuno da:

- un generatore di vapore (caldaia) di tipo ipercritico ad attraversamento forzato, che produce vapore a 540°C e ad una pressione di 247 bar e nel quale è previsto il ritorno del vapore per il risurriscaldamento sufficiente per essere utilizzato nelle sezioni di media e bassa pressione della turbina a vapore. Ogni generatore è dotato di:

- 56 bruciatori policombustibili a basso sviluppo di NOx
- 16 porte OFA (Over Fire AIR)
- 7 mulini per la produzione di polverino di carbone
- una turbina a vapore comprendente una sezione di Alta Pressione (AP), una di Media Pressione (MP) e due sezioni di Bassa pressione (BP)
- un alternatore coassiale ad ogni turbina della potenza di 750 MVA con una tensione elettrico a di 20 kV
- un condensatore a fascio tubiero refrigerato con acqua di mare
- un sistema di rigenerazione del condensato per il rinvio in caldaia, costituito da una sezione di filtrazione del condensato, da una sezione di degassificazione, da un sistema di pompaggio per il rinvio dell'acqua alimento in caldaia.

La ciminiera è in posizione baricentrica rispetto alle due coppie di gruppi, in cui alloggianno le canne fumarie delle quattro unità.

La planimetria della centrale nella configurazione attuale è riportata nell'Allegato 2 (PBITC0025501) alla Relazione di Progetto, di cui si riporta uno stralcio nella seguente Figura 3.2.1, nella quale sono indicate anche le aree oggetto di intervento.

3.2.2 Opere connesse

Il carbone viene approvvigionato tramite infrastruttura dedicata, i Nastri Trasporto Carbone (NTC) che si sviluppano dal Porto di Brindisi, dove approdano le navi carboniere, sino alla centrale Federico II.

Il sistema di nastri trasporto carbone (NTC) si estende per circa 12 km dal Molo di Costa Morena sino alla centrale. Per consentire cambi di direzione e limitare la lunghezza dei singoli nastri, il sistema si articola su più nastri e torri di scarico/ripresa.

L'energia elettrica prodotta dalle unità a carbone esistenti viene immessa nella rete elettrica mediante una stazione di trasformazione a 380 kV annessa alla centrale.

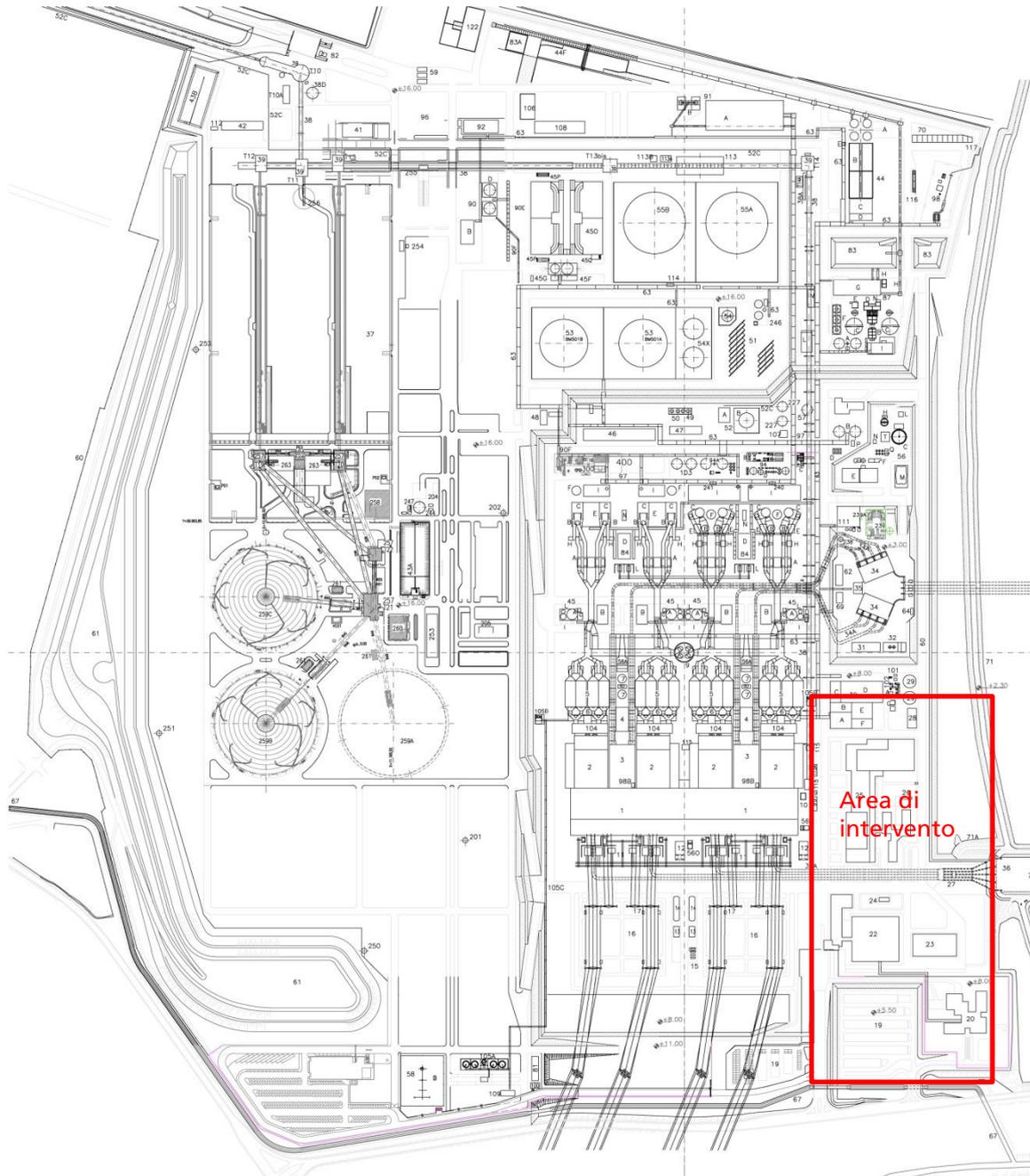


Figura 3.2.1 – Planimetria generale della centrale nella configurazione attuale, con indicazione dell'area di intervento

3.2.3 Combustibili impiegati

I combustibili impiegati sono i seguenti:

- carbone (combustibile primario), approvvigionato mediante sistema NTC;
- gasolio (combustibile secondario), approvvigionato su gomma mediante autocisterne.

Il carbone è stoccato in due strutture (dette "Dome") completamente chiuse di tipo pseudo-calotta sferica, aventi ciascuna la capacità di 180 kt. All'interno di ciascun dome è installato

un impianto CSR che ha la funzione di messa parco (Stacker) e ripresa (Reclaimer) del carbone. Lo stoccaggio autorizzato per il deposito di gasolio e olio lubrificante ha una capacità complessiva di 103,52 m³.

Il gasolio è e stoccato in un serbatoio da 1.950 m³, del tipo a tetto fisso e dotato di bacino di contenimento; il gasolio è rifornito con autocisterne che scaricano tramite 4 rampe di ricezione. Esso è utilizzato per alimentare le torce pilota ed i bruciatori principali di avviamento delle caldaie.

3.2.4 Interferenze con l'ambiente

L'impianto ha predisposto ed applica un Sistema di Gestione Ambientale secondo le normative internazionali UNI EN ISO14001 ed il regolamento della Comunità Europea CE 761/01 (EMAS), ottenendone la certificazione (ISO14001) nel 2016 e la registrazione EMAS nel 2015, nel tempo regolarmente rinnovate.

Di seguito si riporta il dettaglio delle principali grandezze di processo aventi rilevanza ambientale.

3.2.4.1 Emissioni in atmosfera

Le emissioni delle 4 unità esistenti sono convogliate in atmosfera attraverso un camino alto 90 m 200 m, costituito da 4 canne interne del diametro 6,7 m ciascuna.

I singoli punti di emissione sono i seguenti:

Camino	Caldaia / sezione	Altezza [m]	Sezione [m ²]	Portata fumi [Nm ³ /h]	Sistemi di abbattimento
E1S	Gruppo 1	200	35,24	2400000	Denitrificazione, captazione elettrostatica delle polveri, desolfurazione
E2S	Gruppo 2	200	35,24	2400000	Denitrificazione, captazione elettrostatica delle polveri, desolfurazione
E3S	Gruppo 3	200	35,24	2400000	Denitrificazione, filtro a maniche per captazione polveri, desolfurazione
E4S	Gruppo 4	200	35,24	2400000	Denitrificazione, filtro a maniche per captazione polveri, desolfurazione

La centrale è esercita con i seguenti limiti di concentrazione:

Macroinquinanti	Valori limite di emissione [mg/Nm ³]
	Dal 01/01/2019
biossido di zolfo come SO ₂	130 (media mensile)
ossidi di azoto come NO _x	130 (media mensile)
Monossido di carbonio CO	100 (media mensile) 80 (media annuale)
Ammoniaca NH ₃	5 (media giornaliera) 6,25 (media oraria)
polveri	10 (media mensile)

La portata è da riferirsi in condizioni normalizzate (273,15 K e 101,3 kPa) con detrazione del vapore acqueo (quindi secca) con percentuali di O₂ pari al 6% per il carbone e 3% per olio combustibile e metano.

Ai limiti sulle concentrazioni si aggiungono dei limiti massici totali, a seguito di un accordo con le autorità in cui Enel Produzione si impegna a rispettare i seguenti valori per le quattro sezioni:

Macroinquinanti	Emissioni massiche annue [t/anno]
	Dal 01/01/2019
biossido di zolfo come SO ₂	7000
ossidi di azoto come NO _x	6700
polveri	400

Le emissioni in aria dei macroinquinanti sono monitorate attraverso specifica strumentazione installata su ciascuna ciminiera e software di acquisizione ed elaborazione dati (SME). Sono presenti misure in continuo di SO₂, NO_x, CO e O₂ nei fumi e di un analizzatore per la misura del tenore di polveri.

3.2.4.2 Approvvigionamenti idrici

Le esigenze idriche dell'impianto riguardano:

- il raffreddamento del ciclo termico (condensazione del vapore di scarico turbine)
- l'impianto di desolfurazione (prescrubber)
- la generazione di acqua distillata (evaporatori, osmosi inversa)
- il raffreddamento in generale dei macchinari
- il sistema antincendio

Tali esigenze sono soddisfatte grazie ai seguenti tipi di approvvigionamento:

- acqua di mare per il raffreddamento
- n. 6 pozzi per uso industriale di processo

- acquedotto AQP per uso igienico sanitario
- fornitura di acqua industriale dal consorzio ASI.

3.2.4.2.1 Sistema acqua di mare

La derivazione dell'acqua di mare è pari a 100 m³/s, di cui 98 m³/s per i condensatori principali delle 4 sezioni termoelettriche e 2 m³/s per i restanti usi.

Il sistema è costituito da un'opera di presa, posizionata a circa 300 metri dalla costa e da 4 condotte separate, sommerse a 10 metri di profondità, che convogliano l'acqua di mare in una vasca di calma ubicata all'interno della centrale; ogni condotta a metà percorso circa è dotata di un torrino di areazione ed è inoltre intercettabile mediante panconature in corrispondenza dell'ingresso nella vasca

Per prevenire possibili fenomeni di *fouling* sulle superfici di scambio termico delle diverse apparecchiature, è previsto un sistema di iniezione di una soluzione di ipoclorito in corrispondenza delle bocche di presa dell'opera di presa. L'ipoclorito è approvvigionato su gomma mediante autocisterne ricevute direttamente in centrale.

Nella vasca di calma sono posizionati 8 griglie rotanti, 2 per ciascuna sezione, per la filtrazione grossolana dell'acqua di mare. È presente un sistema automatico di lavaggio delle griglie, per la rimozione dei materiali estranei trattenuti, che opera con getti di acqua in pressione utilizzando la stessa acqua di mare prelevata tramite pompe dedicate.

3.2.4.2.2 Acqua dei pozzi

Per il prelievo di acque sotterranee dai 6 pozzi (in totale 1.200.000 m³/anno) sono previste limitazioni di emungimento e l'obbligo di evitare l'incremento di salinità e la contaminazione di pozzi. Per ciascun pozzo la portata di acqua massima emungibile è di 15 l/s, con un volume complessivo non superiore a 200.000 m³/anno.

Quest'acqua viene utilizzata e stoccata insieme a:

- l'acqua di recupero di acque trattate dagli impianti ITAR e ITSD;
- le acque meteoriche, dopo decantazione, provenienti dalle aree interessate dalla movimentazione e stoccaggio carbone;
- l'acqua fornita dal consorzio ASI;

in serbatoi di diversa capacità: n.2 da 2000 m³, n.2 da 3000 m³, n.2 da 8000 m³, n.1 da 100000 m³ e n.1 da 50000 m³, dai quali si alimenta la rete di distribuzione alle utenze industriali.

Per il raffreddamento dei macchinari di ciascuna sezione termoelettrica è previsto un circuito ad acqua demineralizzata in ciclo chiuso, costituito da 3 pompe, 3 scambiatori di calore (refrigeranti), un serbatoio piezometrico ubicato a quota 30 m sulla caldaia principale e dalla rete di distribuzione alle utenze da refrigerare; l'asportazione del calore

dagli scambiatori avviene mediante un circuito aperto alimentato con acqua di mare mediante 1 pompa (AR) di portata 1.000 m³/h; l'acqua mare di raffreddamento, dopo l'attraversamento degli scambiatori, è restituita al corpo ricettore; lo scarico, regolarmente autorizzato, è attrezzato con pozzetti "fiscali" di campionamento.

Le acque connesse ai cicli tecnologici di centrale sono suddivise in 4 tipologie:

- acqua industriale
- acqua distillata
- acqua demineralizzata
- acqua potabile

La distinzione è legata alla qualità delle acque con riferimento al contenuto salino e quindi di conducibilità, decrescente nell'ordine sopra indicato, oltre che ai parametri che ne rendono possibile la destinazione per uso umano nel caso dell'acqua potabile.

3.2.4.2.3 Sistemi acqua industriale- acque demineralizzata

L'acqua distillata è prodotta principalmente tramite evaporatori "multiflash". Esiste poi in centrale un impianto ad osmosi inversa, ma questa tecnologia non è comunemente utilizzata.

Il sistema ad evaporatori comprende n. 4 evaporatori, ciascuno dimensionato per la produzione di 70 t/h di distillato ed alimentato da acqua di mare prelevata tramite pompa e da circa 10 t/h vapore prelevato dal sistema vapore ausiliario di centrale. La produzione in normale funzionamento del sistema è circa 180 t/h.

L'acqua di mare (620 t/h) viene utilizzata sia per la produzione del distillato (produzione netta 60 t/h) sia per il raffreddamento (480 t/h); per mantenere costante la salinità all'interno di ciascun evaporatore è previsto lo spurgo continuo di salamoia (fattore di concentrazione pari a circa 1,75 rispetto all'acqua di mare di alimento) per una portata di circa 80 t/h; lo spurgo, unitamente all'acqua di raffreddamento, costituiscono uno scarico autorizzato al corpo ricettore, dotato di pozzetto "fiscale" di campionamento. Per il regolare funzionamento degli evaporatori vengono dosati prodotti antischiuma ed anticrostanti.

L'acqua demineralizzata, per le esigenze dei generatori di vapore principali e delle caldaie ausiliarie è prodotta trattando il distillato degli evaporatori su resine (letti misti); l'acqua demineralizzata è stoccata in n.4 serbatoi da 1.500 m³ dai quali ultimi aspirano:

- le pompe integrazione acqua demi ai condensatori principali
- Le pompe di primo riempimento dei generatori di vapore principali
- le pompe alimento delle caldaie ausiliarie.

La rigenerazione delle resine è eseguita con acido solforico e idrossido di sodio.

3.2.4.2.4 Fornitura consorzio ASI

La fornitura del consorzio ASI è ricevuta in un due punti:

- nella vasca da 5000 m³ di decantazione acque meteoriche del sistema nastri trasporto carbone;
- nel serbatoio da 2000 m³;

Essa poi confluisce nei serbatoi di stoccaggio acqua industriale.

3.2.4.2.5 Acquedotto

Per le esigenze sanitarie è prevista una fornitura di acqua potabile contrattualizzata con l'Acquedotto Pugliese.

3.2.4.3 Scarichi idrici

3.2.4.3.1 Impianti di trattamento delle acque

Il funzionamento degli impianti e le associate attività di servizio (es. manutenzione) generano flussi di acque che necessitano trattamenti chimico-fisici per diminuire gli inquinanti al di sotto dei valori limite di concentrazione imposti dalla legge e consentire il rilascio all'opera di restituzione in mare o essere riutilizzate negli stessi processi produttivi.

In tale ambito vanno anche incluse le acque meteoriche e di lavaggio che dilavano da stoccaggi di materiali all'aperto e da piazzali, strade, apparecchiature interessate dalle fasi produttive.

Le acque reflue sono tecnicamente e funzionalmente suddivise in base alla natura del potenziale inquinante in:

- Acque potenzialmente inquinabili da oli minerali
- Acque acide e/o alcaline
- Acque sanitarie
- Acque provenienti dai processi di denitrificazione
- Acque provenienti dai processi di desolforazione
- Acque potenzialmente inquinabili da polveri
- Acque meteoriche "chiare".

L'esigenza di mantenere separate le acque reflue per tipologia si traduce in reticoli fognari dedicati e distinti che colleghino le acque dalle zone di produzione ai punti di accumulo (vasche, serbatoi) i quali ultimi configurano in determinati casi essi stessi processi di trattamento (è il caso delle vasche di raccolta acque potenzialmente inquinabili da polveri di carbone, ceneri, gessi) ovvero punti di alimentazione dei processi di trattamento chimico-fisico.

Per esigenze di ottimizzazione delle aree e di organizzazione operativa, gli impianti di trattamento delle acque oleose, acide/alcaline e sanitarie sono stati riuniti in un'unica area di centrale e nel loro insieme costituiscono l'Impianto Trattamento Acque Reflue (ITAR) di centrale.

Analogamente, l'Impianto di Trattamento delle Acque Ammoniacali (ITAA) e l'Impianto di Trattamento degli Spurghi di Desolforazione (ITSD) sorgono in altrettante aree dedicate della centrale e sono impianti specifici legati alle tecnologie di ambientalizzazione utilizzate DeNOx SCR e DeSOx.

A seguito della separazione asset fra le società ex Eurogen e Enel Produzione relativamente agli insediamenti in zona industriale di Brindisi si è reso necessario operare alcune modifiche impiantistiche finalizzate a:

- separare i reticoli fognari per aree di proprietà e destinazione dei reflui da trattare
- massimizzare il recupero delle acque meteoriche agli usi tecnologici di centrale
- migliorare la conformità degli impianti alla specifica disciplina degli scarichi di acque meteoriche.

Impianto ITAR

L'ITAR è costituito da tre linee di trattamento acque (disoleazione, trattamento chimico, ossidazione biologica) e da una linea di trattamento fanghi.

Dal 1998 le acque reflue trattate dall'ITAR sono completamente recuperate ai processi di centrale, pur preservando la possibilità di eseguire lo scarico nel corpo recettore. Tale scarico avviene dalla vasca finale, dotata di pozzetto "fiscale", a cui possono essere fatti pervenire gli effluenti trattati da ciascuna delle linee, ognuno dei quali a propria volta dotato di pozzetto "fiscale".

Linea disoleazione

Essa consente la disoleazione delle acque che risultano essere inquinabili da oli, fino ad una portata di 150 m³/h. Tali acque derivano da:

- spurghi e lavaggi di aree come sala macchine, zona ventilatori caldaia, locali compressori
- acque meteoriche provenienti dai bacini di contenimento dei serbatoi per oli combustibili, dalle aree scoperte interessate dal movimento dei combustibili e dalla zona trasformatori.

L'impianto è essenzialmente composto da:

- n.2 vasche di disoleazione in serie, della capacità totale di 2.000 m³
- un sistema di disoleazione a pacchi lamellari
- n.1 serbatoio di raccolta olio schiumato

- n.1 serbatoio di accumulo finale degli oli separati.

Gli oli separati nelle vasche di cui sopra sono inviati inizialmente nei serbatoi di raccolta e da qui pompati nel serbatoio di separazione acqua-olio (150 m³). Dal serbatoio di separazione acqua-olio, gli oli separati passano nel serbatoio finale di raccolta per il successivo recupero agli utilizzi di centrale.

Linea chimica

Le acque industriali potenzialmente inquinabili da acidi o alcali sono direttamente sottoposte a trattamento nella linea secondaria chimica per la precipitazione delle sostanze in sospensione e asportazione di quelle galleggianti. La linea è dimensionata per il trattamento fino ad una portata di 300 m³/h.

Le acque da trattare derivano da:

- rigenerazioni delle resine a scambio ionico degli impianti di trattamento del condensato
- impianto di filtrazione del condensato
- rigenerazione di letti misti a scambio ionico degli evaporatori
- lavaggi riscaldatori Lyungstroem (RA)
- eventuali lavaggi della camera di combustione
- eventuali lavaggi dei precipitatori elettrostatici
- lavaggi del camino
- lavaggio acido dei generatori di vapore
- linea trattamento acque sanitarie
- reflui vari per la conservazione della caldaia, spurghi ciclo termico, ecc.

L'impianto è essenzialmente composto da:

- n.6 vasche di accumulo iniziale dislocate nell'isola produttiva
- n.2 serbatoi di accumulo (A e B) alimentati da torrino di ripartizione
- n.3 vasche di neutralizzazione primaria, reazione e flocculazione
- n.1 chiarificatore con annesso sfioratore e cassa raccolta oli
- n.1 vasca di neutralizzazione finale.

Le acque chiarificate arrivano alla vasca di neutralizzazione finale (150 m³) da dove vengono inviate ai serbatoi di stoccaggio delle acque industriali, dopo eventuale correzione del pH tramite iniezione di HCl.

E' possibile ricircolare l'effluente ai serbatoi di accumulo per il riprocessamento in caso di caratteristiche chimiche non soddisfacenti ai fini del riutilizzo.

Il dosaggio di calce è regolato da misuratori di pH con valore impostati; il dosaggio degli altri reagenti è regolato da misuratori di portata secondo un rapportatore prestabilito.

Linea ossidazione biologica

Essa consente il trattamento delle acque sanitarie, fino ad una portata di 100 m³/giorno.

Tali acque provengono dai servizi igienici, dalle docce degli spogliatoi e dalla mensa centrale e vengono raccolte in un reticolo separato per essere inviate al trattamento biologico del tipo a fanghi attivi.

L'impianto è essenzialmente composto da:

- n.1 vasca di accumulo iniziale
- un modulo di depurazione biologica comprendente due comparti di ossidazione ed un comparto di decantazione e ricircolo fanghi
- n.1 vasca di sollevamento intermedio
- una stazione di trattamento finale a raggi UV.

Le acque sanitarie si raccolgono in vasche poste in prossimità dei luoghi di produzione e da queste vengono pompate alla vasca di accumulo iniziale in zona ITAR, da cui, tramite pompe, vengono inviate al modulo di trattamento a fanghi attivi.

In questo modulo si sfrutta il metabolismo di microrganismi aerobici che ossidano la sostanza organica. Nel comparto di ossidazione, viene insufflata aria compressa a intervalli di tempo preimpostati. Nel comparto di decantazione avviene la sedimentazione dei fanghi formati che vengono riciclati alla seconda vasca. Periodicamente dalla seconda vasca, per mantenere la giusta concentrazione di fanghi attivi, viene estratto fango a mezzo pompe ed inviato all'ispessitore della linea chimica.

Il refluo depurato viene quindi trasferito alla vasca di sollevamento intermedio e viene inviato a due sistemi a lampade UV per la ulteriore sterilizzazione biologica. Dopo il trattamento il refluo viene normalmente inviato ai serbatoi di accumulo dell'impianto di trattamento acque acide/alcaline per un trattamento di finitura.

Linea fanghi

Essa consente l'estrazione, l'ispessimento e l'evacuazione dei fanghi generatisi nei processi attuati nella linea chimica ed in quella biologica.

I fanghi estratti dal chiarificatore della linea chimica e quelli della linea biologica, confluiscono nell'ispessitore, dove, con l'aggiunta di soluzione polielettrolita e di cloruro ferrico, sono ispessiti e separati dall'acqua ancora presente.

Dall'ispessitore, i fanghi sono pompati in appositi filtri pressa per la loro disidratazione e successivamente caricati su cassoni per l'allontanamento; le acque, separate ritornano alla vasca di neutralizzazione primaria e flocculazione della linea chimica.

Le acque trattate dell'ITAR, ivi incluse quelle eventualmente provenienti da ITAA, sono integralmente recuperate dal 1998 ai cicli tecnologici di centrale.

Impianto ITSD

All'impianto ITSD giungono in modo continuo gli spurghi dei pre-scrubber degli impianti DeSOx ed in modo discontinuo quelli dei lavaggi degli scambiatori di calore rigenerativi (GGH), dei drenaggi vari, dei ricircoli, ecc. E' previsto anche il trattamento delle acque meteoriche che ricadono nelle stesse aree di impianto, di quelle raccolte nella rete di movimentazione solidi, delle acque di controlavaggio dell'impianto osmosi inversa, ed eventualmente, dell'effluente del trattato dall'ITAA.

L'impianto è dimensionato per trattare una portata di 500 m³/h ed è suddiviso in due linee in parallelo, ognuna di potenzialità pari al 50% della portata di progetto e costituita da 2 stadi consecutivi di precipitazione e sedimentazione.

Il refluo in uscita dall'impianto ITSD viene per una quota parte trattato nell'impianto SEC (Sistema Evaporazione e Cristallizzazione), mentre il restante è recuperato ai processi DeSOx.

L'assetto "ZLD - zero liquid discharge" è stato conseguito per la prima volta in data 08-08-2008 a valle delle attività impiantistiche di messa in servizio e regimazione degli impianti in questione e la risoluzione di alcune problematiche manifestatisi a carico di alcuni componenti.

Impianto ITAA

Nel settembre 2019, con l'istanza di modifica non sostanziale AIA, sono state dismesse alcune sezioni dell'ITAA ed in particolare le sezioni di pretrattamento, distillazione e condensazione ammoniacca, ispessimento e disidratazione fanghi dell'attuale. Sono state invece mantenute in servizio le sezioni di accumulo primario e secondario.

La gestione delle acque ammoniacate provenienti dallo scarico degli impianti di produzione ammoniacca gassosa dei quattro gruppi a carbone e dalle sentine della zona di stoccaggio ammoniacca in soluzione acquosa viene effettuata in questo modo:

- quando il contenuto di ammoniacca è inferiore a 15 ppm, i reflui sono inviati alla sezione di accumulo primario e da qui rilanciate all' ITAR-linea chimica e recuperato nei cicli tecnologici.
- quando la concentrazione è superiore a 15 ppm, le acque vengono inviate alla sezione di accumulo secondario e successivamente caricate su autobotti per il conferimento ad impianti di trattamento autorizzati.

3.2.4.3.2 Gestione delle acque meteoriche

Le acque dei piazzali non interessati dalla movimentazione/stoccaggio di combustibili, reagenti e reflui di processo nonché le acque meteoriche che dilavano dalle coperture degli edifici sono recapitate al corpo recettore previo trattamenti di grigliatura e dissabbiatura, in ottemperanza al Regolamento Regionale n. 26/2013.

Le acque meteoriche che ricadono in aree potenzialmente inquinabili sono convogliate ai rispettivi trattamenti.

3.2.4.3.3 Scarico delle acque di raffreddamento

La restituzione a mare delle acque di raffreddamento dei condensatori principali, delle acque di raffreddamento dei macchinari e di altri scarichi di acque depurate e meteoriche chiare avviene tramite l'opera di restituzione costituita da una struttura in cemento armato raccordata ad un canale di restituzione formato da due pennelli a scogliera ortogonali alla costa, posti tra loro a distanza ravvicinata su un tratto di arenile che sfocia direttamente a mare; i due pennelli sono raccordati da una passerella, dove sono installate termocoppie per la misura in continuo della temperatura allo scarico.

Sulla condotta acqua di mare uscita condensatore principale di ciascuna sezione termoelettrica, a monte dello scarico nell'opera di restituzione, è installato un sistema di analisi e misura di cloro residuo che blocca il dosaggio di ipoclorito nella condotta dell'opera di presa al superamento di un set prefissato.

Per contenere la formazione di schiuma, che si forma per fenomeni naturali, è presente nell'opera di restituzione un sistema di abbattimento meccanico e dosaggio di prodotto antischiuma specifico.

La temperatura di scarico, misurata in continuo in prossimità del diffusore finale, non deve superare i 35°, inoltre occorre assicurare che, su un arco tracciato idealmente a 1000 m dal punto di scarico, l'incremento di temperatura rispetto alla temperatura misurata in un punto non influenzato dallo scarico stesso non sia superiore a 3°C.

Come previsto in AIA, con cadenza semestrale, si effettuano misure della temperatura alla distanza di mille metri dal punto di scarico.

3.2.4.3.4 Scarico delle acque reflue

Le acque reflue sono convogliate al mar Adriatico mediante 4 scarichi idrici principali:

S1S	Acque di raffreddamento dei 4 gruppi, dei macchinari e degli evaporatori. Acque meteoriche di 2 ^a pioggia dell'area di Centrale.
S1N	Acque meteoriche 2 ^a pioggia dell'area Palazzina UMC
S2N	Acque meteoriche 2 ^a pioggia dell'area Sardelli
S4N	Acque meteoriche 2 ^a pioggia dell'area Caracciolo

Il trattamento delle acque meteoriche di seconda pioggia è previsto a valle del completamento degli interventi di adeguamento al Reg. Regionale n. 26/2013 (procedimento ID 106/871).

3.2.4.4 Produzione di rifiuti

I rifiuti prodotti dall'impianto di Brindisi derivano dalle attività di manutenzione ed esercizio dell'impianto e sono classificabili in:

- rifiuti speciali non pericolosi, tra cui i fanghi prodotti da trattamento in loco degli effluenti, imballaggi, ferro e acciaio e rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione;
- rifiuti speciali pericolosi, tra cui imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze e assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose.

Vengono inoltre prodotti rifiuti urbani non pericolosi conferiti ad impianti autorizzati.

Tutte le fasi relative alla gestione dei rifiuti, dalla produzione al deposito interno ed allo smaltimento, sono svolte nel rispetto di procedure che garantiscono la corretta applicazione della normativa vigente.

I rifiuti sono collocati in apposite aree di deposito temporaneo, recintate e dotate di cartelli con l'indicazione del tipo di rifiuto depositato, aree in cui l'accesso è riservato ai soli addetti, individuati dalle procedure di gestione dei rifiuti; tutte le aree sono gestite con le modalità di "deposito temporaneo" ai sensi dell'art.183 comma 1 lettera bb) del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii. ed in particolare si adotta il criterio temporale di raccolta e avvio alle operazioni di recupero o smaltimento, cioè con cadenza almeno trimestrale indipendentemente dalle quantità in deposito.

Le attività di trasporto e smaltimento di tutti i rifiuti sono affidate a ditte in possesso delle autorizzazioni previste dalla normativa vigente in materia.

3.3 Descrizione della configurazione di progetto

Il progetto prevede l'installazione di un ciclo combinato (CCGT) di circa 1680 MW_e in configurazione due su uno, vale a dire due treni di potenza formati ciascuno da una turbina a gas, una caldaia a recupero che si collegano ad un'unica turbina a vapore posizionata al posto della esistente TV unità 1.

La configurazione finale di impianto verrà raggiunta tramite diverse fasi:

- **FASE 1:** unità turbogas 1A in ciclo aperto su camino di bypass, con la messa fuori servizio di tutte le unità a carbone esistenti;

- **FASE 2:** funzionamento TG1A & TG1B in ciclo aperto su camino di by-pass; fuori servizio di tutte le unità a carbone esistenti;
- **FASE 3:** funzionamento in ciclo combinato BS1A & BS1B (2+1); fuori servizio di tutte le unità a carbone esistenti.

La prima turbina a gas ad essere costruita, denominata TG 1A, è predisposta con camino di by-pass e può erogare potenza in modo indipendente (funzionamento in ciclo aperto). Una volta entrata in esercizio commerciale si procederà con la seconda unità turbogas, denominata TG 1B, anch'essa predisposta con camino di by-pass per funzionare in ciclo aperto. La terza fase prevede la chiusura di entrambi i cicli aperti con la realizzazione di caldaie a recupero ed il montaggio in sala macchine di una nuova turbina a vapore, al posto della TV1 esistente. In questa fase finale in ciclo combinato si raggiungerà la massima potenza installata, che sarà di circa 1680 MW_e in base delle prestazioni dei potenziali fornitori. L'intervento prevede la fermata delle unità a carbone in corrispondenza delle necessità di fermata per consentire i lavori sull'esistente TV1 o per gli allacci sulla stazione elettrica; il fuori servizio dell'ultima unità a carbone sarà in concomitanza con la messa in esercizio commerciale della nuova unità.

Le caratteristiche dell'impianto saranno le seguenti:

- Compatibilità ambientale delle emissioni generate e delle tecnologie impiegate, in linea alle indicazioni *BRef*. Nella combustione di gas metano la tecnologia utilizzata per ridurre le emissioni in termini di ossidi di azoto è quella con combustore raffreddato ad aria e bruciatori Ultra-Low-NOx. L'aggiunta del catalizzatore SCR e dell'iniezione di ammoniacca consente di raggiungere target di emissione per gli NOx di 10 mg/Nm³ (al 15% O₂ su base secca).
- Elevata efficienza.
- Rapidità nella presa di carico e flessibilità operativa.
- Rapidità temporale in termini di approvvigionamento e costruzione. Per ottimizzare i tempi sarà utilizzata quanto più possibile la prefabbricazione dei componenti.

3.3.1 Analisi delle alternative di progetto

3.3.1.1 Alternativa zero

Con riferimento alla valutazione dell'alternativa zero, dal punto di vista dell'impatto tecnico/ambientale, la non realizzazione del progetto si tradurrebbe nella perdita di una concreta occasione di sostituzione delle attuali unità di produzione della Centrale termoelettrica "Federico II" di Fusina/Brindisi con unità di produzione di ultima generazione, di elevato riferimento tecnologico in termini di riduzione degli impatti ambientali e massimizzazione dell'efficienza energetica, dotata di un rendimento elettrico più elevato di oltre 22 punti percentuali rispetto al rendimento della centrale attualmente operante.

Sotto il profilo socio/economico, la mancata del progetto non consentirebbe lo sviluppo di un'iniziativa di forte valorizzazione dell'indotto, occasione di rilevanti investimenti, di sicuro interesse del tessuto imprenditoriale nazionale/locale, e con coinvolgimento delle maestranze/lavoratori potenzialmente impiegabili durante le fasi di realizzazione.

Inoltre, la mancata realizzazione della centrale non consentirebbe alla stessa di assicurare il necessario supporto nell'ambito della transizione energetica e decarbonizzazione in corso, in coerenza con quanto già disciplinato nel PNIEC in termini di necessaria installazione di capacità a gas a supporto dell'incremento di capacità produttiva da fonti rinnovabili. L'impianto a gas di Brindisi non potrebbe quindi fornire il proprio contributo alla necessaria adeguatezza e flessibilità del sistema elettrico nazionale, contributo necessario al fine di accelerare lo sviluppo di impianti di produzione da fonti rinnovabili garantendo i servizi di regolazione della rete elettrica imprescindibili per la stabilità e la sicurezza della rete stessa.

3.3.1.2 Alternative tecnologiche

Il progetto nasce dall'esigenza di mantenere la funzione strategica che la Centrale Termoelettrica Federico II di Brindisi riveste in termini di sicurezza e stabilità nella produzione di energia elettrica da immettere nella rete elettrica nazionale e di configurare un impianto allineato alle Conclusioni sulle BAT per i Grandi Impianti di Combustione pubblicate in data 17/08/2017 sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea ("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]").

In ragione del notevole valore di producibilità dell'impianto proposto, non sono state quindi ragionevolmente considerate alternative tecnologiche che prevedano l'utilizzo di fonti rinnovabili (acqua, vento, sole), il cui sfruttamento allo scopo di raggiungere pari valori di energia prodotta rappresenterebbe un insostenibile criticità per l'ambiente coinvolto.

Per quanto riguarda le altre tipologie esistenti di impianti a combustione, l'utilizzo di gas naturale come combustibile permette di potenziare una centrale termoelettrica esistente con un impatto sull'ambiente sensibilmente inferiore rispetto a quello di una centrale tradizionale di uguale potenza nominale. Il ricorso al gas naturale, l'elevata efficienza del processo e la tecnologia adottata nei combustori consentono di limitare notevolmente le emissioni in atmosfera. Infatti:

- le emissioni di ossido di azoto vengono contenute al minimo attualmente possibile con l'uso di tecnologie altamente efficienti;

- le emissioni di ossidi di zolfo dell'impianto sono trascurabili;
- le emissioni di polveri sono praticamente assenti;
- le emissioni di anidride carbonica sono sensibilmente inferiori rispetto all'utilizzo di altri combustibili (olio combustibile, gasolio).

La proposta di installazione del nuovo ciclo combinato si configura come l'unica capace di garantire il proseguo dell'attività della centrale di Brindisi Sud in linea con il mutato scenario energetico nazionale, ottenendo una maggiore efficienza e minori ricadute ambientali rispetto all'installazione esistente anche se sottoposta ad un progetto di aggiornamento tecnologico.

3.3.1.3 Alternative localizzative

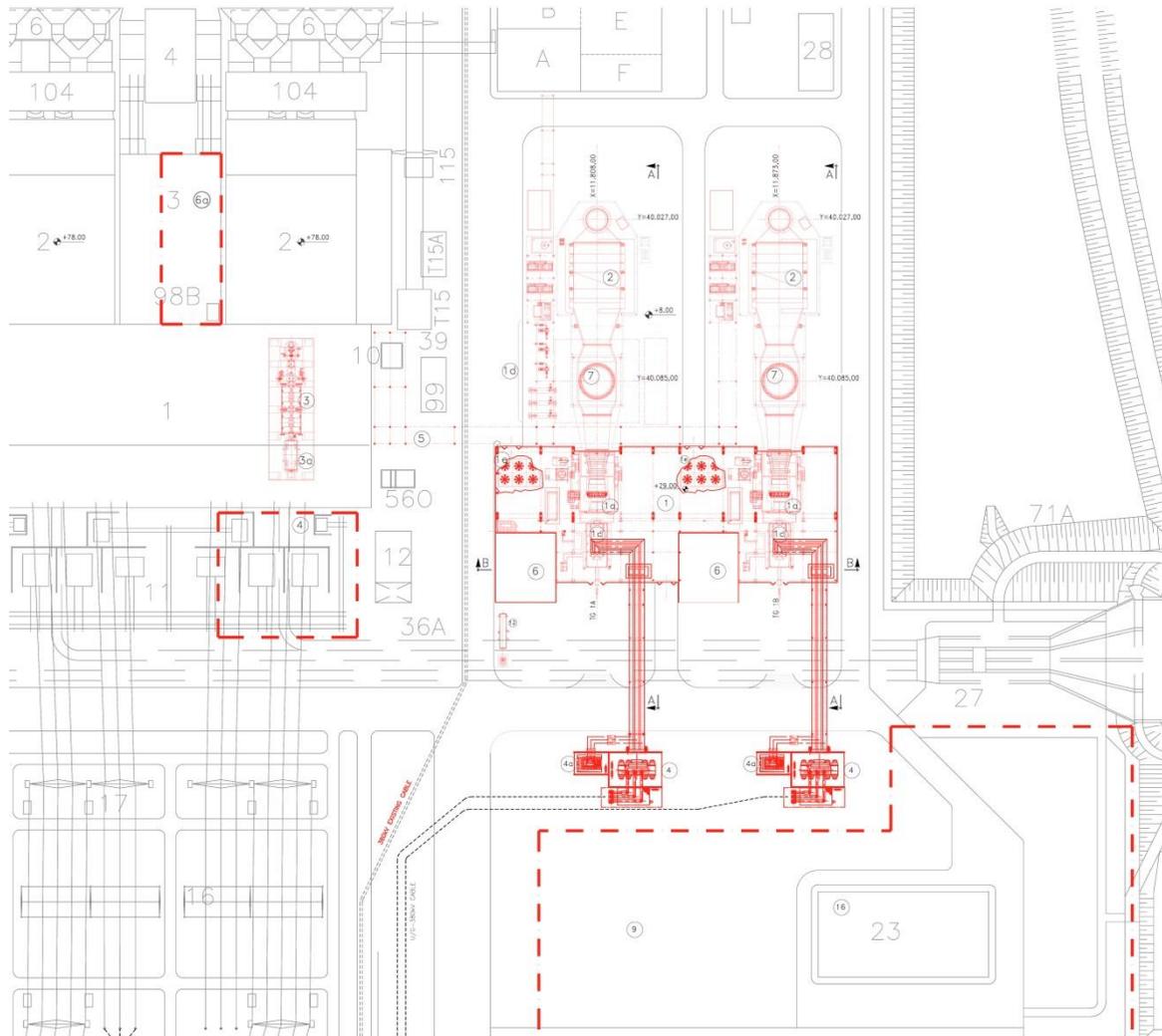
Poiché il progetto proposto riguarda il rifacimento della Centrale Termoelettrica esistente Brindisi Sud, non sono presentate alternative di tipo localizzativo riguardanti siti esterni all'area di Centrale, anzi la conversione del sito esistente consente di evitare l'occupazione di nuovo territorio e di riutilizzare strutture e apparecchiature già esistenti.

3.3.2 Caratteristiche tecnico-dimensionali dell'intervento

Il progetto nuovo è costituito essenzialmente dalle due turbine a gas, dalla potenza nominale pari a circa 560 MW_e (cad), due caldaie a tre livelli di pressione per il recupero dei gas di scarico, una turbina a vapore a condensazione della potenza di circa 560 MW_e.

Il nuovo CCGT sarà posizionato in area gruppo 1, con la sola eccezione della turbina a vapore che sarà installata direttamente in sala macchine, al posto della TV del gr. BS1.

La sistemazione generale delle nuove opere è riportata nella planimetria generale dell'impianto (PBITC0092101) all'Allegato 3 del Progetto, di cui nella figura seguente si riporta uno stralcio.



LEGENDA APPARECCHIATURE NUOVA UNITA'

POS.	DENOMINAZIONE IMPIANTO
1	TURBOGAS
1a	TURBINA A GAS
1c	GENERATORE
1d	AREA SISTEMA CCCW
1e	AIR COOLER AUX
2	CALDAIA A RECUPERO E CAMINO
3	TURBINA A VAPORE
3a	GENERATORE
4	TRASFORMATORI PRINCIPALI
4a	TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI
5	PIPE-RACK
6	EDIFICIO ELETTRICO TG
6a	EDIFICIO ELETTRICO TV
7	CAMINO DI BY-PASS
9	ARIA DI CANTIERE
12	GENERATORE DIESEL EMERGENZA

Figura 3.3.1 – Planimetria di progetto

La portata di gas metano per alimentare il nuovo ciclo combinato nell'assetto finale è di circa 260000 Nm³/h. La pressione minima all'interfaccia con SNAM, necessaria per alimentare i nuovi TG senza l'aiuto di compressori gas, è 48 barg¹³ e il posizionamento dei compressori è attualmente valutato nello studio di sistemazione.

A seconda dell'effettiva pressione di consegna del gas dal metanodotto SNAM Rete gas, potrebbe rendersi necessario installare un compressore, per cui è stato individuato uno spazio dedicato.

Rimangono i consumi di gasolio per il diesel di emergenza e la pompa antincendio.

Le componenti principali della nuova unità saranno:

- la turbina a gas;
- il generatore di vapore a recupero;
- la turbina a vapore;
- il condensatore

Le **turbine a gas** saranno macchine di classe "H", dotate di bruciatori DLN (Dry Low NOx) o ULN (Ultra Low NOx) a basse emissioni di NOx di avanzata tecnologia per contenere al massimo le emissioni. A completare l'ottenimento del target sulle emissioni è prevista l'installazione di un SCR nel GVR, con iniezione di ammoniaca, tra i banchi del generatore a recupero. La turbina sarà provvista di tutti gli ausiliari, sistema di controllo e protezione (con HMI), da collegare/integrare con il DCS di impianto, sistema di vibrazione e monitoraggio, sistema antincendio, strumentazione, ecc. Si valuterà la possibilità di includere un sistema "fogging" o equivalente per l'incremento delle prestazioni in alcuni periodi dell'anno (raffrescamento aria ingresso turbina a gas).

In uscita alla Turbina a Gas sarà installato un camino di *by-pass* per il funzionamento in ciclo aperto. Esso sarà realizzato in acciaio, con un diametro di circa 10 m e un'altezza di 90 m. Il camino comprenderà una struttura esterna di sostegno e un silenziatore prima dello sbocco in atmosfera. La base del camino sarà predisposta con un "diverter damper" per consentire il passaggio da ciclo aperto a chiuso e viceversa nella configurazione finale.

I gas di scarico provenienti dalla turbina a gas saranno convogliati all'interno del **generatore di vapore a recupero (GVR)** dove attraverseranno in sequenza i banchi di scambio termico. I fumi esausti saranno poi convogliati all'atmosfera attraverso il camino. Il GVR sarà di tipo orizzontale, che produce vapore surriscaldato a 3 livelli di pressione: AP, MP, LP (con degasatore integrato a seconda della tecnologia del Fornitore) e

¹³ Preliminare, da confermare in funzione della Turbina a Gas selezionata.

risurriscaldatore. Il GVR inoltre includerà un catalizzatore SCR, con iniezione di ammoniaca, idoneo a raggiungere il target sulle emissioni NOx.

Sul circuito acqua-vapore, il condensato verrà inviato per mezzo di pompe di estrazione alla caldaia a recupero; all'interno del GVR l'acqua verrà inviata al preriscaldatore e da qui al degasatore ed al corpo cilindrico BP.

Il vapore BP prodotto verrà elevato in temperatura nel surriscaldatore BP e quindi immesso nella turbina a vapore. Dal corpo cilindrico BP due pompe alimento provvederanno ad inviare l'acqua alle sezioni MP e AP della caldaia.

Il vapore MP verrà successivamente surriscaldato nell'MP SH e da qui convogliato nel collettore del vapore risurriscaldato freddo, dove si mescolerà con il vapore uscente dal corpo di alta pressione della TV. Tale vapore entrerà nell'RH dove verrà elevato in temperatura e quindi immesso nella turbina a vapore.

Il vapore saturo AP, prodotto nel corpo cilindrico AP, verrà successivamente surriscaldato e quindi immesso nella turbina a vapore.

In uscita ad ogni GVR ci sarà una ciminiera, realizzata in acciaio, con un diametro di circa 8,5 m e un'altezza di circa 90 m. Il camino sarà di tipo self-standing senza bisogno del supporto di una struttura esterna. Per le due unità è previsto un camino di by-pass che consentirà l'esercizio della sola turbina a gas, svincolato da quello della turbina a vapore.

La **Turbina a vapore (TV)** verrà installata sul cavalletto esistente della turbina dell'unità 1. Sarà del tipo a 3 livelli di pressione con risurriscaldamento intermedio: il vapore, dopo aver attraversato il corpo di alta pressione, uscirà dalla TV e sarà rimandato nel GVR per un ulteriore riscaldamento, consentendo un notevole innalzamento dell'efficienza del ciclo termico.

La turbina riceverà vapore BP dallo scarico della sezione MP e dal GVR e scaricherà il vapore esausto al condensatore ad acqua. E' previsto anche un sistema di bypass al condensatore, da utilizzare per le fasi di primo avviamento e in caso di anomalia della turbina a vapore. Il sistema è comunque dimensionato per il 100% della portata del vapore di turbina, quindi in grado di far funzionare la turbina a gas anche a pieno carico.

La turbina sarà provvista di tutti gli ausiliari, sistema di controllo e protezione (con HMI), da collegare/integrare con il DCS d'impianto, sistema di vibrazione e monitoraggio, sistema antincendio, strumentazione, ecc. Si valuterà la possibilità di includere un sistema "fogging" o equivalente per l'incremento delle prestazioni in alcuni periodi dell'anno (raffrescamento aria ingresso turbina a gas).

Il **condensatore di vapore** accoppiato alla nuova Turbina a vapore sarà raffreddato con acqua di circolazione (acqua di mare), in ciclo aperto.

La portata acqua di circolazione che attraversa il condensatore dell'unità BS1 sarà incrementata a circa 28-30 m³/s, per consentire il rispetto della temperatura allo scarico di 35°C l'incremento termico sull'arco a 1.000 m dal punto di scarico non sarà superiore a 3°C e rispetto al punto indisturbato come già imposto dal vigente Piano di Monitoraggio e Controllo nel rispetto del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i..

Il condensatore sarà inoltre provvisto dei seguenti ausiliari:

- Sistema per la pulizia continua dei fasci tubieri
- Sistema di dosaggio ipoclorito
- Sistema di vuoto al condensatore (dimensionato per le fasi di hogging e holding).

È previsto il recupero dell'opera di presa e delle condotte di adduzione fino al condensatore esistente. Verranno recuperate anche le pompe acqua circolazione esistenti, con interventi di revamping e ottimizzazione (eventuale potenziamento per ridurre il differenziale di temperatura) a valle dell'assegnazione del fornitore del Power Train e della definizione delle macchine. Anche il sistema di restituzione esistente, in uscita dal condensatore, verrà riutilizzato.

È prevista l'installazione di un nuovo condensatore; in alternativa sarà valutato il possibile recupero, con relative attività di modifica ed adattamento.

Le caratteristiche tecniche del nuovo impianto e dei suoi componenti principali sono sintetizzate nella tabella successiva.

Tabella 3.3.1 – Caratteristiche tecniche del nuovo impianto

a) <u>Caratteristiche del nuovo ciclo combinato</u>			
Potenza al carico nominale continuo (CNC), (misurata ai morsetti dell'alternatore):	circa	1680	MW
Potenza netta al carico nominale continuo (CNC):	circa	1640	MW
Rendimento netto previsto ai morsetti di AT dei trasformatori principali, al carico nominale continuo (CNC):	61	%	
c) <u>Caratteristiche tecniche del macchinario principale</u>			
<i>Turbogas 1A e 1B</i>			
Numero		2	
Velocità nominale		3000	giri/min
Potenza elettrica netta (nominale continua)		circa 560	MW
Potenza termica in ingresso		1350	MWt
Portata gas naturale		130000	Nm ³ /h
Temperatura gas di scarico		circa 680	°C
Sistema di lancio			avviatore statico
<i>Alternatori TG 1A e 1B</i>			
Numero		2	
Potenza nominale		650	MVA
Tensione nominale		15	kV
Frequenza		50	Hz
Fattore di potenza		0,85	
Fasi		3	
Velocità		3000	giri/min
Raffreddamento			idrogeno
<i>Trasformatori principali (TG 1A e 1B)</i>			
Numero		2	
Potenza nominale		650	MVA
<i>Caldaje a recupero (GVR 1A e 1B)</i>			
Numero		2	
Configurazione			orizzontale
N. livelli di pressione		3	
<i>Turbina a vapore 1</i>			
Numero		1	
Velocità nominale		3000	giri/min
Potenza elettrica netta (nominale continua)		circa 560	MW
N. sezioni		3	(AP/MP/BP)
<i>Alternatore TV1</i>			
Numero		1	
Potenza nominale		650	MVA
Tensione nominale		15	kV
Frequenza		50	Hz
Fattore di potenza		0,85	
Fasi		3	
Velocità		3000	giri/min
Raffreddamento			in aria
<i>Trasformatore principale (TV)</i>			
Numero		1	
Potenza nominale		660	MVA

<i>Ciminiere principali</i>	
Numero	2
Altezza	circa 90 m
Diametro interno singola canna	circa 8,5 m
Temperatura fumi in uscita	75÷100 °C
Velocità fumi in uscita	19 m/s (max 20m/s)
<i>Ciminiera di bypass</i>	
Numero	2
Altezza	circa 90 m
Diametro interno singola canna	circa 10 m
Temperatura fumi in uscita	680 °C
Velocità fumi in uscita	40 m/s

3.3.3 Sistemi ausiliari

I sistemi ausiliari del nuovo impianto sono nel seguito descritti.

3.3.3.1.1 Generatore di vapore ausiliario

Le due caldaie ausiliarie esistenti da 60 t/h verranno riutilizzate e sarà fatto un collegamento al collettore vapore ausiliario.

Le utenze principali sono i riscaldatori vapore del gas naturale, il sistema tenute TV e tutti i sistemi necessari durante le fasi di avviamento.

Si prevede un utilizzo sporadico di questo sistema, limitato all'avviamento del nuovo gruppo.

3.3.3.1.2 Sistema trattamento gas naturale

La centrale non è attualmente rifornita da gas naturale e va realizzato un collegamento nuovo, a partire dal gasdotto SNAM che scorre a circa 7 km a nord dell'asse attrezzato di Brindisi Nord.

La tubazione sarà stesa lungo tutto l'asse attrezzato (circa 8 km) fino ad arrivare al perimetro di centrale di Brindisi Sud, dove verrà installata la valvola di segregazione. La tubazione raggiungerà la nuova stazione gas di regolazione della pressione e filtrazione prevista nell'area del ciclo combinato.

Il gas naturale attraverserà due stadi di filtrazione (filtro a ciclone e filtri a cartuccia) che hanno lo scopo di eliminare le impurità e saranno in accordo al codice REMI. Successivamente subirà un primo riscaldamento che ha lo scopo di compensare la caduta di temperatura conseguente la riduzione di pressione che ha luogo nelle valvole di regolazione poste a valle.

Una volta adeguata la pressione alle condizioni richieste dal TG (BS4), il gas passerà attraverso il contatore fiscale.

Gli eventuali sfiati prodotti durante fasi transitorie saranno convogliati in zona sicura in accordo alle prescrizioni delle normative vigenti.

3.3.3.1.3 Sistema di raffreddamento ausiliari

Il sistema provvede al raffreddamento degli ausiliari di TV e TG mediante la circolazione di acqua demi in ciclo chiuso e raffreddata tramite scambiatori di calore. Il circuito di raffreddamento è chiuso per cui non è previsto un consumo continuo di acqua, che è necessaria solo al momento del primo riempimento oppure come riempimento o integrazione a valle di una eventuale manutenzione. Il circuito di raffreddamento ausiliari sarà raffreddato utilizzando acqua di mare, tramite pompe dedicate inserite nell'opera di presa gr.1 e 2.

3.3.3.1.4 Impianto acqua industriale

Verrà utilizzato il sistema di produzione esistente di centrale.

3.3.3.1.5 Impianto produzione acqua demineralizzata

Verrà utilizzato il sistema di produzione esistente di centrale.

3.3.3.1.6 Impianto antincendio

Il nuovo ciclo combinato sarà dotato di un sistema di rivelazione automatica di incendio, segnalazione manuale e allarme, a copertura delle aree a più elevato rischio di incendio, quali le apparecchiature meccaniche principali, i trasformatori, le sale e cabinati con apparecchiature elettriche e/o elettroniche; dove adeguato, saranno installati rivelatori di gas metano e idrogeno. Gli allarmi/indicatori di stato saranno riportati nella sala controllo.

L'alimentazione idrica antincendio per le nuove utenze sarà derivata dall'impianto antincendio esistente, costituito da una riserva di acqua per uso esclusivo (acqua industriale), elettropompa e motopompa Diesel, e sistema mantenimento pressione. La rete esistente di tubazioni acqua antincendio sarà opportunamente modificata per alimentare le nuove utenze antincendio, idranti e impianti a diluvio; le nuove tubazioni saranno in PEAD se interrate o in acciaio se a vista.

Sono previsti impianti ad acqua spruzzata (a diluvio) automatici per la protezione dei trasformatori principali, delle casse olio lubrificante delle turbine (vapore, gas, secondo progetto esecutivo), dello skid olio tenute idrogeno degli alternatori raffreddati a idrogeno e di altri eventuali serbatoi di olio lubrificante / idraulico di significative dimensioni, secondo il progetto di dettaglio. Per il deposito / fossa delle bombole di idrogeno è previsto un impianto di raffreddamento ad acqua spruzzata a comando manuale.

Gli idranti saranno installati per protezione interna ed esterna, dove adeguato.

I cabinati delle turbine a gas saranno protetti con impianti antincendio "total flooding" ad anidride carbonica oppure "water mist", secondo progetto esecutivo del fornitore del macchinario.

Estintori portatile e carrellati saranno disposti nelle varie aree del nuovo ciclo combinato.

Il progetto esecutivo degli impianti terrà conto delle norme specifiche di settore.

3.3.3.1.7 Impianto di produzione e distribuzione aria compressa

L'impianto, di nuova realizzazione, comprenderà in sintesi:

- 2x100% compressori dell'aria
- 1x100% essiccatore aria compressa
- 2x100% filtri
- Un serbatoio polmone per aria servizi
- Un serbatoio polmone per aria strumenti
- Rete di distribuzione aria strumenti e servizi a tutte le utenze.

3.3.3.1.8 Impianti di ventilazione e/o condizionamento

Gli impianti di ventilazione e/o condizionamento avranno lo scopo di mantenere le condizioni termiche e igrometriche di progetto nei vari ambienti della centrale:

- sala controllo
- uffici
- locali e cabinati dedicati ai quadri elettrici.

3.3.3.1.9 Impianto produzione azoto

Se necessario per utenze con consumo continuo (es. tenute per compressore gas naturale) sarà inserito un sistema 2x100% di produzione e stoccaggio azoto.

3.3.3.1.10 Sistema di stoccaggio bombole H₂ e CO₂

Il sistema idrogeno sarà utilizzato nel raffreddamento del generatore della Turbina a Gas, mentre il sistema ad anidride carbonica verrà utilizzato in fase di manutenzione per spiazzare l'idrogeno prima di ogni intervento.

Ogni sistema comprenderà bombole di stoccaggio, depositate in apposite fosse, la stazione di laminazione e distribuzione.

3.3.3.1.11 Sistema stoccaggio ammoniac

L'ammoniaca si rende necessaria per l'alimentazione del catalizzatore presente tra i banchi del GVR. L'ammoniaca è già presente in centrale con n. 4 serbatoi di cap. 500 m³ per i consumi del nuovo ciclo termico. Verrà utilizzato lo stoccaggio esistente, insieme con tutti

gli ausiliari, la piazzola di scarico autobotti ed il sistema di raccolta acque ammoniacali seguirà i criteri di gestione attuali.

3.3.4 Sistema di controllo

Il sistema di automazione (DCS ed ESD) sarà progettato e sviluppato in modo da permettere, al personale di esercizio, di gestire in tutte le sue fasi (avviamento, regime, transitori di carico, arresto e blocco) l'intera centrale attraverso l'interfaccia informatizzata uomo/macchina (HMI) del Sistema di Controllo Distribuito (DCS) nonché le relative azioni automatiche di protezione per garantire la sicurezza del personale di esercizio, l'integrità dei macchinari salvaguardando, al contempo, la disponibilità e l'affidabilità di impianto tramite il Sistema di Protezione (ESD).

Il sistema di controllo sarà completato con l'implementazione di tools per l'ottimizzazione delle performance operative, sulla scorta di quanto incluso nel piano di digitalizzazione del parco impianti esistente.

Vi sono poi i necessari sistemi di supervisione, controllo e protezione dedicati ai package meccanici quali la Turbina a Gas (GTCMPS 1 & 2) e della turbina a vapore (STCMPS), la stazione di compressione del gas, il Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (CEMS), il Sistema Avanzato di Monitoraggio Vibrazioni del macchinario principale (SMAV), ecc.

I nuovi camini saranno dotati di un Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (SME) che misurerà in continuo le concentrazioni di O₂, NO_x, NH₃ e CO ed i parametri temperatura, pressione, umidità, velocità fumi e permetterà di calcolare le concentrazioni medie orarie e giornaliere, ai fini del rispetto dei limiti autorizzati.

I seguenti sistemi, già presenti in centrale, saranno riutilizzati e, se necessario, ampliati:

- Stazione meteorologica (misure di temperatura e umidità aria, pressione atmosferica, velocità e direzione del vento)
- Sistema controllo accessi
- Sistema di sorveglianza TVCC.

3.3.5 Connessione alla Rete elettrica nazionale

L'energia elettrica prodotta dalla centrale nella nuova configurazione verrà immessa nella rete elettrica attraverso l'esistente la stazione di trasformazione a annessa alla centrale esistente.

Le caratteristiche nominali della rete AT sono le seguenti:

- Tensione nominale 380 kV.
- Frequenza: 50 Hz.

con la qualità e le variazioni dei livelli attesi in accordo al vigente codice di rete Terna. Onde evitare di superare la capacità delle attuali linee Terna uscenti della Centrale si evacuerà il CCGT connettendo ciascuna turbina a gas o vapore (~650 MVA cad) ad una linea.

Inoltre, per cercare di minimizzare i periodi di indisponibilità di potenza elettrica da erogare sulla rete nazionale e sfruttare al meglio la presenza della ciminiera di by-pass sulla turbina 1A, i collegamenti elettrici delle macchine saranno realizzati secondo determinate fasi, previo ottenimento delle Autorizzazioni dagli enti preposti.

3.3.6 Approvvigionamento metano

Per l'approvvigionamento del gas metano necessario al funzionamento dell'impianto nella nuova configurazione è prevista la realizzazione di un metanodotto. Per la descrizione del progetto relativo si rimanda al documento predisposto da SNAM/Techfem¹⁴ e relativi allegati, ivi compresi i relativi studi ambientali (Studio di impatto ambientale, Relazione paesaggistica, Studio per la valutazione di incidenza), annessi alla documentazione di Progetto.

3.3.7 Sistema elettrico

I principali interventi riguardanti i sistemi elettrici della centrale esistente di Brindisi sono riportati nell'Allegato 13 PBITC0003390 – Schema elettrico unifilare della relazione progettuale.

Gli interventi previsti includono la revisione degli attuali stalli in aria a 380 kV comprendente la sostituzione degli interruttori di linea e ausiliari.

Il dimensionamento dei generatori sarà tale da consentire l'erogazione in rete, attraverso i trasformatori elevatori, di tutta la potenza meccanica trasmessa dalle turbine (a meno delle perdite del generatore), in tutte le possibili condizioni di funzionamento previste, nelle diverse condizioni ambientali e tenendo conto delle caratteristiche del sistema di raffreddamento dell'acqua previsto.

Sarà previsto un generatore di emergenza, completo di sistema di comando, controllo e supervisione locale, (accoppiato a motore diesel) per alimentare i carichi essenziali a bassa tensione del nuovo impianto.

L'impianto di terra, che si andrà ad integrare con quello già esistente in centrale, garantirà un elevato livello di sicurezza del personale in accordo alla normativa vigente.

¹⁴ METANODOTTI: ALLACCIAMENTO CENTRALE ENEL DI BRINDISI SUD-DN 500 (20"), DP 75 bar
RELAZIONE TECNICA, 2019.

Sarà previsto inoltre un sistema di protezione elettrica dell'impianto e della stazione AT, quest'ultimo realizzato in conformità alle prescrizioni tecniche del gestore della rete TERNA.

Se necessario, dopo una verifica di analisi dei rischi, sarà prevista una protezione contro i fulmini per tutte le nuove strutture installate nell'impianto.

3.3.8 Interferenze con l'ambiente

3.3.8.1 Emissioni gassose

Il nuovo CCGT rispetterà i seguenti limiti di emissione:

- NO_x 10 mg/Nm³ @15% O₂ dry
- CO 30 mg/Nm³ @15% O₂ dry
- NH₃ 5 mg/Nm³ @15% O₂ dry

Le suddette emissioni saranno rispettate in tutto il range di funzionamento del turbogas dal 100% al minimo tecnico ambientale ed in tutto il campo di condizioni ambientali del sito. Per il rispetto di tali limiti è prevista l'installazione di apposito catalizzatore per l'abbattimento degli NO_x. Le temperature di esercizio di tali sistemi ne prevedono l'installazione tra i banchi di scambio della caldaia a recupero.

Quando il gruppo funzionerà in ciclo aperto (sola turbina gas e utilizzando il camino di bypass), le concentrazioni di inquinanti in uscita al camino di bypass di ogni unità saranno le seguenti:

- NO_x 30 mg/Nm³ @15% O₂ dry
- CO 30 mg/Nm³ @15% O₂ dry

Sulla base dello studio del bilancio emissivo condotto basato su 8760 ore di funzionamento annuo si ottengono i risultati riportati nella tabella successiva.

Tabella 3.3.2 – Emissioni in atmosfera previste (singola unità del ciclo combinato)

	VALORI	U.M.
Temperatura uscita fumi	75÷100	°C
Portata fumi ¹⁵	4150000	Nm ³ /h
EMISSIONI		
NO _x (*)	10	mg/Nm ³
CO (*)	30	mg/Nm ³
NH ₃	5	mg/Nm ³

¹⁵ Valore riferito a fumi normalizzati secchi, riportato ad un tenore di ossigeno del 15%.

Tabella 3.3.3 – Emissioni in atmosfera previste (camino di bypass)

	VALORI	U.M.
Temperatura uscita fumi	640÷680	°C
Portata fumi per ciascun TG+GVR ¹⁶	4150000	Nm ³ /h
EMISSIONI		
SO ₂	-	mg/Nm ³
NO _x	30	mg/Nm ³
CO	30	mg/Nm ³
Polveri	-	mg/Nm ³

3.3.8.2 Approvvigionamenti idrici

La centrale, anche nel suo funzionamento futuro continuerà ad utilizzare l'acqua prelevata dal mare, l'acqua proveniente dai pozzi, dal consorzio ASI, dall'acquedotto e quella di recupero dai cicli produttivi. Il nuovo ciclo combinato sarà progettato per minimizzare l'uso di acqua.

Acqua di mare

L'acqua di mare continuerà ad essere prelevata per il raffreddamento del condensatore e degli ausiliari delle macchine principali.

La portata d'acqua di raffreddamento al condensatore esistente (~22,5 m³/s) risulta adeguata anche per il nuovo utilizzo, quindi il sistema acqua di circolazione e il condensatore potranno essere riutilizzati per il nuovo CCGT, dopo opportuno revamping (sarà valutata la sostituzione di eventuali componenti non recuperabili). Per il raffreddamento degli ausiliari verranno previste nuove pompe da inserire nell'opera di presa gr.1.2.

Acqua potabile

Gli usi dell'acqua potabile saranno i medesimi previsti attualmente, quali gli usi di carattere sanitario (servizi igienici, docce lava-occhi, etc.) e continuerà ad essere prelevata dall'acquedotto. Verrà realizzato un collegamento alla rete di distribuzione esistente.

¹⁶ Valore riferito a fumi normalizzati secchi, riportato ad un tenore di ossigeno del 15%.

Acqua industriale

L'acqua industriale sarà utilizzata come acqua antincendio e continuerà ad essere utilizzata per il raffreddamento delle tenute di alcune pompe.

Verrà realizzato il collegamento alla rete di acqua industriale esistente di centrale alimentate da varie sorgenti (pozzi, recupero acque ITAR, consorzio ASI).

Acqua demineralizzata

L'acqua demi sarà impiegata principalmente per il reintegro del ciclo termico ed in particolare:

- per il reintegro degli spurghi dei corpi cilindrici dei nuovi GVR, al fine di mantenere costante la concentrazione salina dell'acqua negli evaporatori e al di sotto dei limiti prefissati, per evitare il trascinarsi di sali da parte del vapore;
- per reintegrare la perdita continua di vapore saturo dalla torretta degasante dei GVR
- per reintegrare il vapore di sfiato durante l'avviamento del ciclo termico e altre perdite.

Il consumo medio continuo previsto per l'acqua demi, per assolvere i consumi di cui sopra, sarà di circa 15-20 m³/h per ciascuna sezione del nuovo CCGT.

Verrà mantenuto l'impianto di produzione esistente.

3.3.8.3 Scarichi idrici

La realizzazione del nuovo ciclo combinato prevede la realizzazione di una rete dedicata alla raccolta dell'acqua meteorica che verrà convogliata in un pozzetto di presa e pompaggio fino al raggiungimento del volume definito come prima pioggia (2,5 mm di pioggia sull'area convogliata); questa verrà inviata nell'adiacente vasca di raccolta esistente, in testa all'ITAR. L'acqua in eccesso verrà raccolta nel pozzetto (oltre i primi 2,5 mm), sarà considerata acqua meteorica di seconda pioggia e previo trattamento di grigliatura, dissabbiatura e disoleazione sarà inviata allo scarico a mare.

Le acque inquinate da oli saranno inviate in testa all'impianto ITAO.

All'ITAR esistente saranno invece inviati:

- spurghi condensati dai nuovi circuiti vapore (GVR, scambiatori di calore, etc.);
- acque meteoriche ricadenti su aree potenzialmente inquinate da acidi e/o alcalini (stoccaggio prodotti).

I punti di scarico S1S, S1N, S2N e S4N saranno mantenuti.

Le acque in uscita devono essere conformi ai parametri riportati alla Tab. 3 dell'Allegato 5, parte III del D.Lgs 152/06 previsti per gli scarichi in corpo idrico superficiale.

3.3.8.4 Emissioni sonore

Le emissioni sonore correlate all'esercizio del nuovo CCGT non differiranno significativamente dall'attuale impianto. Il progetto prevede tecniche di contenimento alla fonte del rumore e di isolamento acustico. Si evidenzia, che le apparecchiature principali come Turbina a gas e relativo generatore, Turbina a vapore e relativo generatore saranno poste all'interno di un edificio dedicato.

Inoltre, verrà applicato il criterio differenziale in ottemperanza al DM 11/12/1996 e alla Circolare del Min. Ambiente del 06/09/2004 "Interpretazione in materia di inquinamento acustico: criterio differenziale e applicabilità dei valori limite differenziali".

3.3.8.5 Produzione di rifiuti

La tipologia di rifiuti potenzialmente prodotta nella configurazione di progetto è la medesima vista per la fase attuale e descritta nel § 3.2.4.4.

3.4 Fase di cantiere

Le principali attività di cantiere civile sono sostanzialmente legate a demolizioni e opere di nuova realizzazione.

Per quanto riguarda le demolizioni, le attività possono essere riassunte in:

- Demolizione dell'esistente (principalmente infrastrutture di cantieri precedenti);
- Movimentazione e smaltimento del materiale demolito e scavato.

Per quanto concerne gli interventi di nuova realizzazione, le attività di cantiere previste possono essere sintetizzate in:

- Preparazione del sito;
- Connessioni stradali;
- Costruzioni temporanee di cantiere;
- Trattamento di vibroflottazione o vibrocompattazione dei terreni;
- Nuovo collegamento al sistema acqua di circolazione;
- Fondazioni profonde e superficiali di macchinari principali e secondari;
- Fondazioni profonde e superficiali di edifici principali e secondari;
- Fondazione ciminiera;
- Diesel di emergenza – vasca di contenimento e fondazioni;
- Trasformatore – vasca di contenimento e fondazioni;
- Fondazioni e strutture di cable/pipe rack;
- Fondazione per serbatoi;
- Pozzetti, tubazioni e vasche di trattamento acque sanitarie;
- Rete interrati (fognature, vie cavo sotterranee, conduits, drenaggi, etc.);

- Vasca di prima pioggia;
- Recinzione;
- Aree parcheggio;
- Strade interne e illuminazione, parcheggi;
- Eventuale sistemazione a verde.

Si prevede indicativamente che il volume di terra scavata sarà pari a 60.000 m³, con una profondità di scavo massima di 5,00 m.

3.4.1 Opere civili

3.4.1.1 Fondazioni nuovi TG e ausiliari

Le fondazioni dei nuovi TG e degli ausiliari saranno di tipo profondo.

La fondazione delle turbine Gas consisterà ciascuna in un Mat (piastra di base di fondazione) e al fine di ottimizzare il layout e ridurre gli ingombri, le fondazioni del GVR e della ciminiera saranno unite in un unico blocco.

La nuova turbina a vapore verrà installata al posto della turbina del gruppo 1, attualmente in funzione e della stessa taglia. Saranno quindi necessari interventi locali di adeguamento.

3.4.1.2 Edificio TG

L'edificio TG sarà monopiano, in struttura metallica e chiuso con pannelli di tipo sandwich. In esso si prevedrà l'installazione del carroponete per la movimentazione dei macchinari principali.

In accordo alle informazioni disponibili in questa fase, si ipotizza che le fondazioni saranno di tipo profondo. Le fondazioni consisteranno in plinti di dimensioni variabili in pianta, collegate fra loro da travi rovesce.

3.4.1.3 Edificio elettrico TG

L'edificio elettrico TG sarà in struttura metallica e chiuso con pannelli di tipo sandwich, con solette dei piani in cls su lamiera grecata. Sono previsti due piani di servizi per la disposizione dei quadri, apparecchiature di elettro/automazione e la sala controllo.

Le fondazioni saranno della stessa tipologia di quanto previsto per l'edificio TG.

3.4.1.4 Edificio elettrico TV

L'area elettrica a servizio della TV sarà ricavata all'interno dell'edificio esistente

3.4.1.5 Rete interrati

Si realizzerà una nuova rete di acque bianche (acqua piovana su strade e piazzali), che verrà convogliata in una vasca di prima pioggia da realizzare in prossimità dell'edificio TG. Si

realizzerà quindi il collegamento fra questa vasca e l'impianto ITAR esistente, nonché l'allacciamento allo scarico attuale della seconda pioggia.

Saranno previste nuove reti per le acque oleose e acide che verranno convogliate in nuove vasche e quindi rilanciate all'impianto di trattamento.

3.4.1.6 Nuova stazione gas

Si realizzerà una nuova stazione gas opportunamente segregata dal resto dell'impianto con una recinzione. La stazione consisterà di plinti su fondazioni dirette (previa trattamento di vibroflottazione dei terreni) per le tubazioni e i macchinari principali, una tettoia laddove prescritta da legge e codice Remi, un edificio servizi.

Se confermata la presenza del compressore, esso sarà incluso in un edificio dedicato.

3.4.2 Insediamenti di cantiere

L'area che si rende necessaria per le attività di costruzione di un singolo CCGT da 840 MW_e è stimabile in circa 25.000 m², da utilizzare per gli uffici Enel & Contractors di costruzione / commissioning (7000 m²) e per lo stoccaggio dei materiali (18.000 m²). Nel caso di due unità si possono fare sinergie mantenendo la stessa area uffici.

All'interno dell'impianto di Brindisi, l'area logistica di cantiere potrà essere allestita nella porzione di terreno indicata in colore blu nella seguente Figura 3.4.1.1 Tale area, avente un'estensione di circa 24.000 m², potrà idoneamente essere utilizzata durante la realizzazione della prima unità.

Per la realizzazione della seconda unità, qualora si riscontrasse la necessità di allestire ulteriori aree di cantiere (essenzialmente come aree di stoccaggio temporaneo e prefabbricazione), queste potranno essere recuperate allestendo anche altre aree limitrofe attualmente libere in area domes (Figura 3.4.1).

Nell'ambito del progetto occorre realizzare alcune demolizioni per rendere l'area disponibile: sono presenti baracche e magazzini provvisori per imprese, torri faro.



Figura 3.4.1 – Aree di cantiere

Le opere di cantierizzazione verranno organizzate in aree, come di seguito descritto:

- Area controllo accessi
- Area logistica Enel, dove saranno ubicati i monoblocchi prefabbricati ad uso uffici e spogliatoi dedicati al personale Enel, con i relativi servizi (reti idrica, elettrica e dati);
- Area Imprese subappaltatrici;
- Area Prefabbricazione e montaggio;
- Area deposito materiali;
- Aree di parcheggio riservate alle maestranze.

Le aree saranno livellate e, per quanto possibile, si manterrà il materiale di fondo attualmente esistente: i piazzali asfaltati verranno mantenuti tali mentre aree con terreno saranno livellate e compattate. Le aree adibite al ricovero dei mezzi di cantiere saranno allestite con fondo in materiale impermeabile, al fine di minimizzare il rischio di inquinamento del suolo.

Nelle zone limitrofe all'area di intervento saranno riservate delle aree opportunamente recintate, dedicate alla prefabbricazione a piè d'opera e al montaggio dei componenti principali.

3.4.3 Viabilità interna ed accessi alle opere

Considerata la tipologia della Centrale di Brindisi e tenuto conto che la centrale sarà in esercizio durante le fasi di realizzazione del nuovo ciclo combinato, si prevede di mantenere la viabilità interna di cantiere il più possibile "disgiunta" da quella ordinaria legata all'esercizio della centrale, nell'ottica di impattare il meno possibile con l'esercizio.

L'area di cantiere, pertanto, rimarrà segregata rispetto alla centrale e il suo accesso avverrà direttamente dall'esterno della Centrale esistente attraverso una nuova portineria. Il nuovo accesso, con annessa nuova pesa di cantiere, dovrà essere realizzato sistemando l'attuale area antistante l'edificio mensa e utilizzata attualmente come parcheggio dal personale delle Imprese che lavorano all'interno della centrale.

Il parcheggio delle maestranze, sia operanti presso il nuovo cantiere sia all'interno della Centrale, verrà ricavato riattivando i parcheggi già esistenti in area imprese. Una navetta garantirà il collegamento con la portineria di Centrale. Eventualmente, si potrà valutare di riattivare il varco maestranze (solo per personale a piedi) presente in area parcheggi per il solo personale di manutenzione operante.

Gli accessi principali sono mostrati nella precedente Figura 3.4.1.

3.4.4 Fasi di lavoro

Le prime attività da eseguirsi saranno quelle relative alla preparazione delle aree di lavoro per l'installazione delle infrastrutture di cantiere (uffici, spogliatoi, officine, etc.) e le demolizioni di parti presenti che risultano interferenti con il layout delle nuove attrezzature.

Per gli impianti per i quali si prevede la dismissione, Enel studierà la migliore strategia per costruire e gestire un percorso di fine vita specifico per ogni asset attraverso un processo strutturato e governato di asset management, in cui confluiranno conoscenze ed esperienze con connotazioni fortemente multidisciplinari; tale processo potrà prevedere, a titolo indicativo e non esaustivo, la dismissione, la riqualificazione interna o eventuali procedure di cessione/real estate.

Pertanto, al fine di determinare la migliore strategia di dismissione da sviluppare, verrà effettuata in primis una valutazione degli impatti su stakeholders interni ed esterni a livello locale e regionale, potenzialmente anche comprensiva del loro posizionamento verso il processo di dismissione in un'ottica di *Creating Shared Value*, favorendo il coinvolgimento diretto di tutti i portatori di interessi a livello locale, nazionale e internazionale; questa impostazione è finalizzata alla volontà di creare valore sia per l'Azienda che per il Territorio. Inoltre, mettendo in campo tutte le conoscenze tecniche multidisciplinari e le capacità gestionali e di coordinamento, sarà possibile ottimizzare, in linea con i principi di

Economia Circolare, il riutilizzo di strutture ed infrastrutture esistenti, favorendo l'innovazione, valorizzando nel contempo la creazione di nuove idee e promuovendo l'imprenditorialità.

Si procederà quindi con:

- Demolizione parcheggi;
- Realizzazione nuovo edificio uffici, spogliatoi, magazzino materiali leggeri;
- Preparazione nuovo ingresso di cantiere e modifiche edificio mensa;
- Sistemazione aree e installazione delle infrastrutture di cantiere.

Successivamente, verranno effettuate le seguenti attività necessarie per la messa in servizio del primo impianto funzionante a ciclo aperto:

- salvaguardie meccaniche ed elettriche per parti di impianto coinvolte nelle demolizioni, etc.
- demolizioni impianti e macchinari presenti in area trattamento acque reflue
- demolizione magazzino materiali pesanti
- demolizione edifici servizi industriali
- demolizione attrezzature fossa bombole idrogeno
- demolizione platee e strade esistenti per permettere l'inizio dei lavori di fondazione del nuovo turbogruppo;
- realizzazione edificio elettrico
- montaggio TG 1A e relativo trasformatore
- fondazioni turbogruppo 1A
- montaggio camino di by-pass
- montaggio edificio TG 1A
- montaggi elettrici
- montaggio nuova stazione gas

Terminati i lavori della fase preliminare per il funzionamento a ciclo aperto del primo gruppo, si procederà con la realizzazione dei lavori necessari per il secondo gruppo, che dovrà operare sempre in ciclo aperto, essenzialmente riassumibili nelle seguenti attività:

- fondazioni turbogruppo TG 1B
- montaggio TG 1B e relativo trasformatore
- montaggio camino di by-pass
- montaggio edificio TG 1B
- montaggi elettrici

Terminati i lavori della fase per il funzionamento dei gruppi a ciclo aperto, si procederà con la realizzazione della chiusura dei cicli:

- scavi e sottofondazioni per GVR 1A e 1B
- fondazioni GVR 1A e 1B
- montaggio GVR 1A e 1B, comprensivo di camino
- adeguamenti in sala macchina per TV e smontaggio TV esistente Gr.1 e demolizione condensatore
- demolizione parziale del cavalletto turbina per futuro alloggiamento nuova TV
- demolizione generatore TV1
- montaggio nuova TV con relativo nuovo condensatore

Occorre segnalare che il funzionamento del nuovo impianto a ciclo combinato dovrà comunque prevedere delle fermate programmate necessarie per la costruzione e la realizzazione dei seguenti componenti:

- montaggio dei camini del nuovo GVR: i montaggi della parte sommitale del camino richiederanno il fermo macchina della turbina, data la vicinanza del camino di by-pass con il nuovo camino da realizzare e le temperature elevate dei gas in uscita;
- collegamenti al DCS: i lavori elettro-strumentali di completamento richiederanno fermate programmate per poter accedere al DCS di centrale.

Anche le attività di montaggio dei camini della seconda unità richiederanno delle fermate programmate della prima unità per poter essere realizzate.

3.4.5 Fabbisogno di risorse

3.4.5.1 Maestranze

Durante le attività di cantiere, viene stimata la presenza delle seguenti maestranze:

- Presenza media: ca 200 persone giorno;
- Fasi di picco: ca 400 persone giorno.

3.4.5.2 Prelievi idrici

L'approvvigionamento idrico di acqua potabile durante la fase di realizzazione dell'impianto verrà garantito dalla rete esistente di centrale, in corrispondenza del pozzetto più vicino alla zona di cantiere.

Il sistema antincendio di Centrale esistente è sufficiente a far fronte alle esigenze del cantiere. Ulteriori eventuali sistemi di estinzione saranno, comunque, previsti.

3.4.5.3 Energia

La fornitura di energia avverrà attraverso punti prossimi all'area di cantiere ai quali ci si collegherà garantendo tutte le protezioni necessarie. Una rete di distribuzione dedicata al cantiere sarà realizzata a valle dei punti di connessione.

3.4.6 Flussi di traffico

La composizione del traffico veicolare indotto dalla costruzione dell'unità in oggetto è articolato in una quota di veicoli leggeri per il trasporto delle persone, ed un traffico pesante connesso all'approvvigionamento dei grandi componenti e della fornitura di materiale da costruzione.

Durante le attività di cantiere, con riferimento alla costruzione di una unità, viene stimato il seguente numero di automezzi da/per la centrale:

- Primi 12 mesi: fino a 15 camion/ giorno;
- Rimanenti mesi: fino a 10 camion/giorno (media).

I mezzi utilizzati per la costruzione saranno indicativamente i seguenti, anche se la loro tipologia esatta verrà scelta dall'appaltatore che si aggiudicherà i contratti di montaggio e realizzazione:

- Escavatori gommati e cingolati
- Pale e grader
- Bulldozer
- Vibrofinitrici e rulli compattatori
- Betoniere e pompe carrate per calcestruzzo
- Sollevatori telescopici
- Piattaforme telescopiche
- Autocarri e autoarticolati per trasporto materiali e attrezzature
- Autogru carrate tipo Liebherr 1350 (135 ton), Terex 650 (65 ton), Terex AC40 (40 ton)
- Autogru cingolata (montaggio parti in pressione GVR) tipo Terex CC2800 (600 ton): altezza del tiro max indicativamente 95m, per consentire il montaggio ultima virola del camino
- Gru a torre (montaggio GVR e servizio parti comuni): h 45/50m, portata 9/10 ton in punta

3.4.7 Produzione di rifiuti ed emissioni

3.4.7.1 Rifiuti solidi

Nel seguito sono quantificati indicativamente i movimenti terra e solidi generati dalle attività di cantiere.

Opere civili:

- Scavi e trasporti a discarica: 11000 m³
- Calcestruzzi: 29000 m³
- Conduit e tubi interrati: 35000 m

- Pannellatura per edifici e coperture: 12000 m²
- Strutture metalliche: 2400 tonnellate

Demolizioni:

- Edifici esistenti – Volumi totali fuori terra (vuoto per pieno): 91.000 m³
- Murature, tramezzi, coperture, pavimentazioni: 11.000 m³
- Demolizione Calcestruzzi Strutturali: 3.000 m³
- Carpenterie Metalliche: 1300 t

I calcestruzzi provengono per la maggior parte dalle strutture dei piani interrati/seminterrati degli edifici da demolire.

La demolizione delle strutture/piani interrati, di cui al precedente punto, sarà valutata con maggior precisione in una fase successiva del progetto, ma si rende comunque necessaria per le interferenze con le fondazioni superficiali/profonde delle nuove opere. Tale fase di demolizione comporta a sua volta una fase successiva di riempimento per circa 11.000 m³.

Il quantitativo di carpenterie metalliche indicato è al netto delle demolizioni/smontaggi da eseguire in Sala Macchine. I rifiuti prodotti durante la fase di cantiere potranno appartenere ai capitoli 15 ("Rifiuti di imballaggio, assorbenti, stracci, materiali filtranti e indumenti protettivi"), 17 ("Rifiuti delle operazioni di costruzione e demolizione") e 20 ("Rifiuti urbani (rifiuti domestici e assimilabili prodotti da attività commerciali e industriali nonché dalle istituzioni) inclusi i rifiuti della raccolta differenziata") dell'elenco dei CER, di cui all'allegato D alla parte IV del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.

Per quanto riguarda il bilancio degli scavi, dei rinterri e dei riporti, per la realizzazione degli interventi in progetto nel sito di Centrale è prevista una quantità massima di terre movimentate pari a circa 60.000 m³, con una profondità di scavo massima di 5 m.

3.4.7.2 Scarichi idrici

Gli scarichi liquidi derivanti dalle lavorazioni di cantiere potranno essere di tre tipi:

- 1) reflui sanitari: questi verranno opportunamente convogliati mediante tubazioni sotterranee e collegati alla rete di centrale, per essere alla fine scaricati nella rete fognaria comunale;
- 2) reflui derivanti dalle lavorazioni: raccolti dalla rete delle acque potenzialmente inquinate verranno inviati all'ITAR della Centrale per opportuno trattamento, a valle del quale verranno scaricati nel punto autorizzato. In mancanza della possibilità di trattamento presso l'ITAR di centrale, i reflui verranno raccolti e smaltiti presso centri autorizzati;
- 3) acque di aggettamento: durante l'esecuzione dei lavori, le acque di falda presenti negli scavi saranno evacuate a mezzo di pompe ed accumulate in serbatoi provvisori in vetroresina posti a bordo scavo; da qui le acque saranno convogliate ad un serbatoio di

raccolta esistente per essere poi riutilizzate nel ciclo tecnologico di centrale. Qualora le acque di aggotamento risultassero salmastre e quindi non riutilizzabili in centrale, saranno gestite come rifiuto o previa specifica autorizzazione scaricate in mare.

3.4.7.3 Emissioni di polveri e scarichi gassosi

Le attività di cantiere produrranno un aumento della polverosità di natura sedimentale nelle immediate vicinanze delle aree oggetto di intervento e una modesta emissione di inquinanti gassosi (SO₂, NO_x, CO e O₃) derivanti dal traffico di mezzi indotto. L'aumento temporaneo e quindi reversibile di polverosità è dovuto soprattutto alla dispersione di particolato grossolano, causata dalle operazioni delle macchine di movimentazione della terra e dalla ri-sospensione di polvere da piazzali e strade non pavimentati.

Per la salvaguardia dell'ambiente di lavoro e la tutela della qualità dell'aria saranno posti in essere accorgimenti quali frequente bagnatura dei tratti sterrati e limitazione della velocità dei mezzi, la cui efficacia è stata dimostrata e consolidata nei numerosi cantieri Enel similari. Inoltre, come da buona pratica operativa Enel, si adotteranno:

- Generale sensibilizzazione delle maestranze alla problematica delle polveri da demolizione e delle emissioni inquinanti dei mezzi (da farsi tramite appositi "induction course" per il personale direttamente coinvolto al momento dell'ingresso in cantiere e ripetuto poi in maniera periodica).
- Mirate ispezioni volte alla verifica che i mezzi operanti in sito siano conformi alle ultime normative vigenti in materia (v. es lettera allegata del ministero dei trasporti).
- Pianificazione ed ottimizzazione delle attività mirate alla riduzione dei "cold start up" dei mezzi (quando le emissioni sono maggiori), degli "idle time" dei mezzi in funzione, delle movimentazioni.
- Verifica della velocità del vento durante le demolizioni (in caso di vento eccessivo interruzione delle attività).

3.4.7.4 Emissioni di rumore

Il rumore dell'area di cantiere è generato prevalentemente dai macchinari utilizzati per le diverse attività di costruzione e dal traffico veicolare costituito dai veicoli pesanti per il trasporto dei materiali e dai veicoli leggeri per il trasporto delle persone; la sua intensità dipende quindi sia dal momento della giornata considerata sia dalla fase in cui il cantiere si trova.

3.4.8 Smantellamento delle installazioni e ripristino dei luoghi

Completati i lavori di realizzazione dell'impianto tutti i prefabbricati utilizzati per la logistica di cantiere verranno smontati. La viabilità di cantiere e le recinzioni interne verranno dismesse; infine l'intera superficie destinata alla cantierizzazione del sito verrà liberata alle infrastrutture ad essa dedicate.

3.4.9 Cronoprogramma delle attività

Il programma cronologico include una prima fase di realizzazione del ciclo aperto (OCGT), a cui segue la costruzione della caldaia a recupero e della turbina a vapore (CCGT). Nel seguito si riporta il cronoprogramma dell'attività di tutto il progetto che prevede un totale di circa 58 mesi.

3.5 Dismissione a fine vita dell'impianto

Per gli impianti per i quali si prevede la dismissione, Enel studierà la migliore strategia per costruire e gestire un percorso di fine vita specifico per ogni asset attraverso un processo strutturato e governato di asset management, in cui confluiranno conoscenze ed esperienze con connotazioni fortemente multidisciplinari; tale processo potrà prevedere, a titolo indicativo e non esaustivo, la dismissione, la riqualificazione interna o eventuali procedure di cessione/real estate.

Pertanto, al fine di determinare la migliore strategia di dismissione da sviluppare, verrà effettuata in primis una valutazione degli impatti su stakeholders interni ed esterni a livello locale e regionale, potenzialmente anche comprensiva del loro posizionamento verso il processo di dismissione in un'ottica di Creating Shared Value, favorendo il coinvolgimento diretto di tutti i portatori di interessi a livello locale, nazionale e internazionale; questa impostazione è finalizzata alla volontà di creare valore sia per l'Azienda che per il Territorio. Inoltre, mettendo in campo tutte le conoscenze tecniche multidisciplinari e le capacità gestionali e di coordinamento, sarà possibile ottimizzare, in linea con i principi di Economia Circolare, il riutilizzo di strutture ed infrastrutture esistenti, favorendo l'innovazione, valorizzando nel contempo la creazione di nuove idee e promuovendo l'imprenditorialità.

3.6 Confronto tra stato attuale autorizzato e stato di progetto

La tabella in seguito riportata permette un confronto, in termini di bilancio di massa, tra la situazione attuale e quella futura di progetto.

Tabella 3.6.1 – Confronto tra il bilancio generale di massa attuale e futuro (1°, 2a e 3a fase)

1a FASE: TG 1A		
2a FASE: TG 1A + TG 1B		
3a FASE: TG 1A/1B + GVR 1A/1B + TV1		
<u>INGRESSI</u>		
GAS NATURALE		
<u>Situazione Attuale</u> (fornitura all'impianto)	0	Nm ³ /h
<u>Situazione Futura</u> (fornitura all'impianto)		
1a Fase :	130000	Nm ³ /h
2a Fase :	260000	Nm ³ /h
3a Fase :	260000	Nm ³ /h
ACQUA		
<u>Situazione attuale:</u>		
Acqua di mare per raffreddamento impianti	360000	m ³ /h (100 m ³ /s)
Acqua da pozzi:	324	m ³ /h
Acqua da consorzio ASI	81	m ³ /h
Acqua potabile da acquedotto:	21	m ³ /h
<u>Situazione futura 1a fase OCGT (1TG in servizio):</u>		
Acqua di mare per raffreddamento impianti	5000	m ³ /h (1,4 m ³ /s)
Acqua da pozzi:	~0	m ³ /h
Acqua da consorzio ASI:	~0	m ³ /h
Acqua potabile da acquedotto:	21	m ³ /h
<u>Situazione futura 2a fase OCGT (2TG in servizio):</u>		
Acqua di mare per raffreddamento impianti	5000	m ³ /h (1,4 m ³ /s)
Acqua da pozzi:	~0	m ³ /h
Acqua da consorzio ASI:	~0	m ³ /h
Acqua potabile da acquedotto:	21	m ³ /h
<u>Situazione futura 3a Fase (CCGT):</u>		
Acqua di mare per raffreddamento impianti	105800	m ³ /h (29,4 m ³ /s)
Acqua da pozzi:	~0	m ³ /h
Acqua da consorzio ASI:	65	m ³ /h
Acqua potabile da acquedotto:	21	m ³ /h
<u>USCITE</u>		
EMISSIONI (Calcolo basato su 8760 ore/anno)		
<u>Situazione attuale</u> (per ciascuna unità a carbone):		
Portata fumi (fumi normalizzati secchia al 6% O ₂)	2,4 x 106	Nm ³ /h
<u>Situazione futura</u> (per ciascun camino):		
Portata fumi (fumi normalizzati secchi al 15% O ₂)	4,15x106	Nm ³ /h
EFFLUENTI LIQUIDI (valori attesi medi in condizioni di esercizio nominale)		

Situazione attuale:

S1S	Acque di raffreddamento & scarico ITAR	360.000	m ³ /h
S1N	Acque meteoriche	discontinuo	
S2N	Acque meteoriche	discontinuo	
S4N	Acque meteoriche	discontinuo	

Situazione futura 1a fase:

S1S	Acque di raffreddamento & scarico ITAR	5020	m ³ /h
S1N	Acque meteoriche	discontinuo	
S2N	Acque meteoriche	discontinuo	
S4N	Acque meteoriche	discontinuo	

Situazione futura 2a fase:

S1S	Acque di raffreddamento & scarico ITAR	5020	m ³ /h
S1N	Acque meteoriche	discontinuo	
S2N	Acque meteoriche	discontinuo	
S4N	Acque meteoriche	discontinuo	

Situazione futura 3a Fase:

S1S	Acque di raffreddamento & scarico ITAR	105870	m ³ /h
S1N	Acque meteoriche	discontinuo	
S2N	Acque meteoriche	discontinuo	
S4N	Acque meteoriche	discontinuo	

3.7 Confronto delle prestazioni della Centrale in relazione alle Conclusioni sulle BAT per i Grandi Impianti di Combustione

Il nuovo ciclo combinato risponde ai requisiti delle 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.

Nell'Allegato 14 alla Relazione di progetto è riportata la verifica di tutti i requisiti.

4 FATTORI E COMPONENTI AMBIENTALI POTENZIALMENTE PERTURBATI DAL PROGETTO NELLE SUE DIVERSE FASI

L'individuazione delle componenti ambientali da considerare ai fini dell'analisi del sistema territoriale locale si è 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.

In dettaglio, le componenti ambientali individuate significative ai fini del presente studio sono:

- Atmosfera e qualità dell'aria, 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;
- Biodiversità, in virtù delle caratteristiche di naturalità dell'area circostante il sito di centrale, per valutare la significatività degli effetti generati dal progetto;
- Clima acustico, per la valutazione dell'eventuale incremento dei livelli di rumore a seguito della realizzazione ed esercizio del progetto proposto;
- Radiazioni ionizzanti e non ionizzanti che possono avere conseguenze sulla salute pubblica in funzione delle caratteristiche proprie dell'emissione a seguito della realizzazione ed esercizio del progetto proposto;
- 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 ed indirette sulla popolazione 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 ambientali del progetto sulle componenti 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.

Sulla base delle informazioni disponibili nella letteratura di settore e della esperienza maturata nel settore, l'estensione massima dell'area di influenza potenziale di una centrale termoelettrica è determinata dal dominio di calcolo del modello di valutazione delle

emissioni in atmosfera. All'interno di tale dominio sono comprese le aree di potenziale interferenza di tutte le altre componenti.

4.1 Atmosfera e qualità dell'aria

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 in *Allegato A – Emissioni degli inquinanti in atmosfera e valutazione delle ricadute sulla qualità dell'aria*, al quale si rimanda per approfondimenti.

4.2 Ambiente idrico

4.2.1 Stato attuale della componente – Acque superficiali

4.2.1.1 Acque interne

L'origine idrografica del Cillarese è costituita dal canale Capece che nasce a Nord della Masseria Capitan Pietro in territorio di Mesagne. Esso assume il nome Gallina presso la SS7, divenendo Cillarese quando incrocia il canale Ponte Grande a sud-ovest della Masseria Cillarese. Il corso d'acqua, di origine piovana e sorgiva, attraversa i territori comunali di Mesagne e di Brindisi (percorrendo più di 7 km) prima di giungere nel seno di ponente del porto di Brindisi, assume l'aspetto di un avvallamento del tipo a lama, in cui i terreni sono di natura sabbiosa e sabbioso-limosa giacenti su sabbie, conglomerati e tufi del Pleistocene superiore. Il Cillarese ha un bacino imbrifero di oltre 155 km², presenta un regime torrentizio, caratterizzato da assenza di flusso durante il periodo asciutto. Dal 1980 una diga alta 16.5 m e lunga 329 m sbarra nel fondovalle il corso del canale Cillarese, dando luogo alla formazione di un invaso avente superficie di 276 ha e con capacità utile di oltre 4 milioni di metri cubi di acqua. Tale invaso viene utilizzato quale serbatoio idrico per l'Area di Sviluppo Industriale di Brindisi.

Il fiume Grande, in corrispondenza del tratto terminale, è stato interessato da opere di regimazione, quali la cementificazione dell'ultimo chilometro e la rettifica del percorso prima di sfociare nel Porto di Brindisi. Lungo la riva destra del Fiume Grande è stato ricavato un serbatoio, la cui superficie massima di invaso raggiunge i 470.000 m² con una capacità utile di 930.000 m³, destinato all'accumulo di acqua utilizzata ai soli fini industriali. Tale invaso risulta interno alla perimetrazione del Parco Naturale Regione Saline di Punta della Contessa.

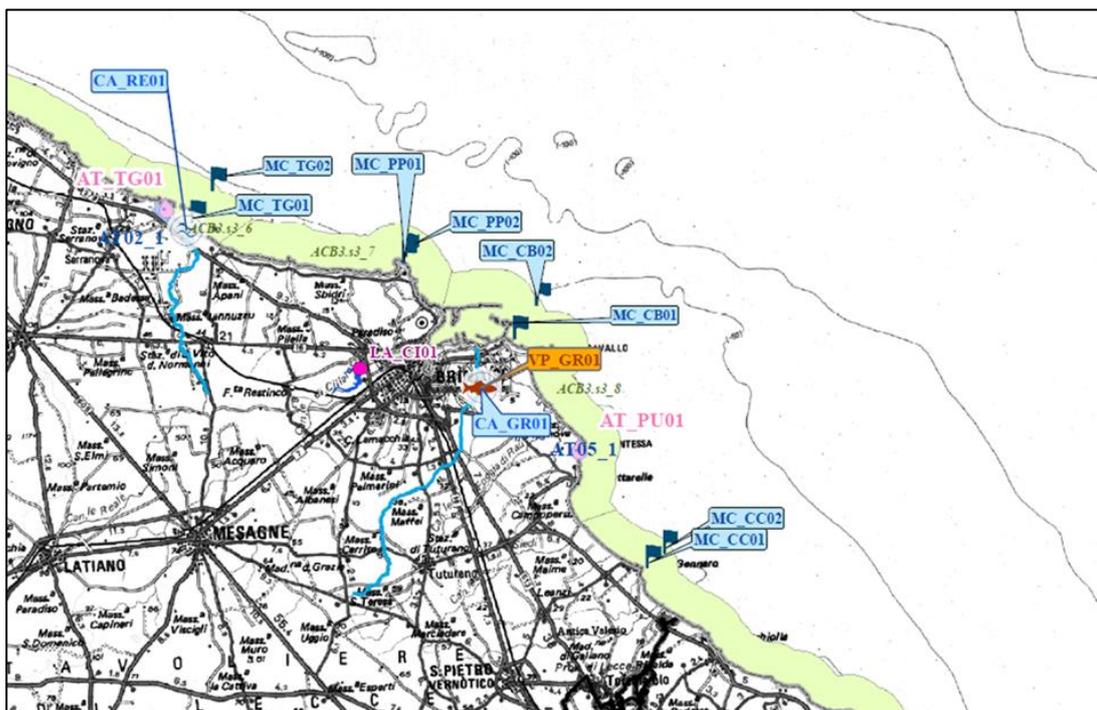
Le campagne di monitoraggio delle acque superficiali presenti all'interno del PTA vigente della Regione Puglia non hanno previsto alcun punto di campionamento sui corpi idrici che

attraversano l'area vasta; ciò è dovuto al fatto che l'assetto idrografico dell'area è caratterizzato dall'assenza di importanti corsi d'acqua e dal carattere torrentizio dei canali. Il fiume Grande è stato classificato nella relazione di "Caratterizzazione dei corpi idrici superficiali della Regione Puglia – Attuazione DM 131 del 16 giugno 2008", come "probabilmente a rischio". Tale classificazione viene attribuita ai corsi d'acqua per i quali non esistono dati sufficienti sulle attività antropiche e sulle pressioni o per cui, pur essendo nota l'attività antropica, non sia possibile la valutazione dell'impatto provocato dall'attività stessa per mancanza di un monitoraggio pregresso.

Inoltre, il Piano Urbanistico Generale (PUG) di Brindisi segnala la presenza di un depuratore che serve l'agglomerato di Brindisi con scarico nel fiume Grande; lo scarico di tale impianto comporta il deterioramento qualitativo delle acque del corso d'acqua che sfocia in mare.

Si riportano di seguito i risultati più recenti (dati 2015) delle indagini condotte da ARPA Puglia in merito ai monitoraggi della qualità delle acque dei corpi idrici superficiali.

È stata considerata la stazione CA_GR 01, indicata nella mappa riportata nella figura seguente, avente il codice identificativo ITF-R16-15017EF7T fiume Grande.



Fonte: Monitoraggio Operativo dei CIS (Corpi Idrici Superficiali) – ARPA Puglia
Figura 4.2.1 – Localizzazione della stazione di riferimento

Nella tabella seguente viene riportato l'estratto relativo al Monitoraggio Operativo 2015 in merito ai Giudizi di qualità ambientale sulla base agli Elementi di Qualità previsti dal D.M. 260/2010 per i corpi idrici superficiali.

C.I.S. - CA 2015	Stato Ecologico					Stato Chimico		
	ROE indice ICMI - Diatomee	ROE indice IBMR - Macrofite	ROE indice STAR_ICMI - Macroinvertebrati bentonici	ROE indice BSECI - Fauna Ittica	Indice LIMCO - Elementi di Qualità fisico-chimica	FASE II	Standard qualità ambientale sostanze elencate di priorità	Standard di Qualità Ambientale - Concentrazione massima ammissibile (SOA-CMA) - Tab. 1A
Stazione 12	0,57	0,73	0,387	-	0,36	-	-	-
Foce Saccione	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	0,45	-	-	-
Fortore 12_1	0,66	0,93	0,651	0,4	0,56	-	-	-
Fortore 12_2	n.p.	0,76	n.p.	n.p.	0,47	-	-	-
Candelaro 12	0,74	0,77	0,504	0,4	0,54	-	-	-
Candelaro 16	n.p.	0,69	n.p.	0,3	0,50	-	-	-
Candelaro sorg. Triolo 17	0,38	0,64	0,324	0,3	0,34	-	-	-
Candelaro sorg. Triolo - Salsola 17	0,38	0,64	0,324	0,3	0,34	-	-	-
Candelaro conf. Salsola conf. Celone 17	n.p.	0,67	n.p.	n.p.	0,24	-	-	-
Candelaro conf. Celone - foce	n.p.	-	n.p.	n.p.	0,24	-	-	-
Candelaro-Canale della Contessa	n.p.	-	n.p.	n.p.	0,33	-	-	-
Foce Candelaro	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	0,21	-	-	-
Torrente Triolo	0,38	0,63	0,255	n.p.	0,24	-	-	-
Salsola ramo nord	0,64	0,72	0,461	n.p.	0,30	-	-	-
Salsola ramo sud	0,77	0,74	0,691	-	0,36	-	-	-
Salsola conf. Candelaro	n.p.	n.p.	n.p.	-	0,42	-	-	-
Fiume Celone 18	0,92	0,87	0,836	0,6	0,61	-	-	-
Foce Celone 18	0,71	0,65	0,450	n.p.	0,48	-	-	-
Cervaro 18	0,85	0,90	0,676	0,5	0,72	-	-	-
Cervaro 16_1	0,63	0,68	0,735	n.p.	0,45	-	-	-
Cervaro 16_2	n.p.	0,67	0,257	n.p.	0,53	-	-	-
Cervaro foce	n.p.	0,72	0,315	n.p.	0,41	-	-	-
Canapelle 18	0,64	0,63	0,61	n.p.	0,51	-	-	-
Canapelle 18 - Canapelle foce	0,64	0,63	0,61	0,5	0,51	-	-	-
Canapelle 18 - Canapelle foce	0,47	0,61	0,381	0,5	0,38	-	-	-
Canapelle 18 - Canapelle foce	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	0,53	-	-	-
Canapelle 18 - Canapelle foce	n.p.	0,79	n.p.	n.p.	0,24	-	-	-
Canapelle 18 - Canapelle foce	n.p.	0,75	n.p.	n.p.	0,25	-	-	-
Canapelle 18 - Canapelle foce	0,63	0,75	0,406	n.p.	0,24	-	-	-
Canapelle 18 - Canapelle foce	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	0,38	-	-	-
Canapelle 18 - Canapelle foce	0,61	n.p.	0,477	n.p.	0,38	-	-	-
Canapelle 18 - Canapelle foce	0,57	n.p.	0,460	n.p.	0,59	-	-	-
F. Grande	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	0,19	-	-	-
L. reale	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	0,29	-	-	-
Torrente Asso	0,47	n.p.	0,296	0,2	0,39	-	-	-
Tara	0,58	0,54	0,298	n.p.	0,32	-	-	-
Lenne	0,64	0,52	0,298	n.p.	0,32	-	-	-
Lato	0,54	0,68	0,445	0,2	0,53	-	-	-
Galleso	n.p.	n.p.	n.p.	n.p.	0,52	-	-	-

Classi stato ecologico
 Elevato (Azzurro)
 Buono (Verde)
 Sufficiente (Giallo)
 Scarso (Arancione)
 Cattivo (Rosso)

Classi stato chimico
 Buono (Azzurro)
 Mancato conseguimento dello stato Buono (Rosso)

Colori associati
 Elevato: Azzurro
 Buono: Verde
 Sufficiente: Giallo
 Scarso: Arancione
 Cattivo: Rosso

Fonte: Monitoraggio Operativo dei CIS (Corpi Idrici Superficiali) – ARPA Puglia
 Figura 4.2.2 – Stato di qualità dei corpi idrici superficiali (2015)

CORPI IDRICI SUPERFICIALI - MONITORAGGIO OPERATIVO ANNUALITA' 2015
Allegato 1

GIUDIZI DI QUALITA' AMBIENTALE 2015			
TABELLA A - CATEGORIA "CORSI D'ACQUA/FIUMI"			
Corpo Idrico	Codice Completo	Stato Ecologico 2015	Stato Chimico 2015
Saccione 12	ITF-I022-12SS3T.1	Scarso	Buono
Foce Saccione	ITF-I022-12SS3T.2	Sufficiente	Buono
Fortore 12 1	ITF-I015-12SS3T	Sufficiente	Buono
Fortore 12 2	ITF-I015-12SS4T	Sufficiente	Buono
Candelaro 12	ITF-R16-08412IN7F	Sufficiente	Buono
Candelaro 16	ITF-R16-08416IN7F	Scarso	Buono
Candelaro sorg-confi. Triolo 17	ITF-R16-08417IN7T.1	Cattivo	Buono
Candelaro confi. Triolo confi.	ITF-R16-08417IN7T.2	Cattivo	Buono
Salsola 17	ITF-R16-08417IN7T.3	Sufficiente	Buono
Candelaro confi. Salsola confi.	ITF-R16-08417IN7T.4	Scarso	Buono
Celone 17	ITF-R16-08417IN7T.6	Sufficiente	Buono
Candelaro-Canale della Contessa	ITF-R16-08417IN7T.5	Scarso	Buono
Foce Candelaro	ITF-R16-08417IN7T.6	Sufficiente	Buono
Torrente Triolo	ITF-R16-084-0316IN7T	Scarso	Buono
Salsola ramo nord	ITF-R16-084-0216IN7T.1	Scarso	Buono
Salsola ramo sud	ITF-R16-084-0216IN7T.2	Sufficiente	Buono
Salsola confi. Candelaro	ITF-R16-084-0216IN7T.3	Sufficiente	Buono
Fiume Celone 16	ITF-R16-084-0116EF7F	Scarso	Buono
Fiume Celone 18	ITF-R16-084-0118EF7T	Buono	Buono
Cervaro 18	ITF-R16-08518IN7F	Sufficiente	Buono
Cervaro 16 1	ITF-R16-08516IN7T.1	Sufficiente	Buono
Cervaro 16 2	ITF-R16-08516IN7T.2	Scarso	Buono
Cervaro foce	ITF-R16-08516IN7T.3	Scarso	Buono
Carapelle 18	ITF-R16-08618IN7F	Sufficiente	Buono
Carapelle 18 Carapellotto	ITF-R16-08616IN7T.1	Sufficiente	Buono
confi. Carapellotto foce Carapelle	ITF-R16-08616IN7T.2	Scarso	Buono
Foce Carapelle	ITF-R16-08616IN7T.3	Buono	Buono
Ofanto - confi. Locone	ITF-I020-R16-08816IN7T.1	Sufficiente	Buono
confi. Locone - confi. Foce ofanto	ITF-I020-R16-08816IN7T.2	Scarso	Buono
Foce Ofanto	ITF-I020-R16-08816IN7T.3	Sufficiente	Buono
Bradano reg	ITF-I01216IN7T	Scarso	Buono
Torrente Asso	ITF-R16-18217EF7T	Scarso	Non Buono
F. Grande	ITF-R16-15017EF7T	Scarso	Buono
C. Reale	ITF-R16-14417EF7T	Scarso	Non Buono
Tara	ITF-R16-19317SR6T	Scarso	Buono
Lenne	ITF-R16-19516EF7T	Scarso	Buono
Lato	ITF-R16-19616EF7T	Scarso	Non Buono
Galaso	ITF-R16-19716EF7T	Scarso	Buono

Fonte: Monitoraggio Operativo dei CIS (Corpi Idrici Superficiali) – ARPA Puglia
 Figura 4.2.3 – Giudizi di qualità ambientale dei corpi idrici superficiali (2015)

Di seguito si riassumono i giudizi di qualità per la stazione Fiume Grande.

	Giudizio complessivo	Indici	Giudizio
Stato ecologico	scarso	ICM.i	Sufficiente
		STAR- ICM_i	Scarso
		LIMeco	Buono
Stato chimico	buono	Buono	SQA – MA
		Buono	SQA - CMA

Sono attualmente in corso i monitoraggi riferiti al II ciclo di pianificazione regionale del PTA e dei Piani di Gestione (2016-2021). Attualmente è disponibile il giudizio di qualità

derivante dall'applicazione dell'indice LIMeco nel 2016, che assegna al fiume Grande il giudizio "buono".

Nel Piano di Gestione del distretto idrografico dell'Appennino meridionale il fiume Grande è annoverato tra i corsi d'acqua che sono esentati dagli obiettivi di qualità. Il corpo idrico mostra infatti uno stato ecologico "scarso" e uno stato chimico "non buono", e ha come obiettivo il mantenimento dello stato attuale.

4.2.1.2 Acque marino-costiere

Il litorale della Regione Puglia si sviluppa per quasi 860 km dalla foce del fiume Saccione al confine con il Molise, a quella del fiume Bradano al confine con la Basilicata.

Di questi, circa 356 km sono rappresentati da coste rocciose, circa 426 km sono le spiagge e circa 77 km sono le coste di tipo armato. La costa del Comune di Brindisi può essere suddivisa in "costa di Brindisi Nord", che comprende il tratto che va da Torre Guaceto fino a località Bocche di Puglia, la zona centrale che comprende il porto di Brindisi e la "costa di Brindisi Sud" che si estende a partire dalla zona industriale fino alla località di Cerano. Per quanto riguarda la geomorfologia, la costa a nord di Brindisi, è caratterizzata dall'alternanza di tratti di costa rocciosa, piccole radure sabbiose e tratti di falesia. Il Porto di Brindisi è delimitato, verso Nord, dalla Nuova Diga di Punta Riso e verso Sud dalle Isole Pedagne, collegate alla terraferma da una diga che unisce l'Isola Pedagna Grande con Capo Bianco.

L'area portuale è suddivisa in tre bacini: porto esterno, porto medio e porto interno. La ramificata morfologia del porto naturale di Brindisi è il risultato dell'erosione operata dalla foce dei corsi d'acqua, canale Cillarese e canale Palmarini-Patri, che hanno formato una valle fluviale in cui si è insinuato il mare. L'ansa portuale così formata nei secoli è stata in parte modificata nel suo aspetto originale dell'azione dell'uomo che nel tempo ha operato creando colmate, dighe e banchine. Anche nel porto esterno, a ridosso della zona industriale, confluiscono il fiume Grande e il fiume Piccolo. La costa a sud di Brindisi, a partire dalla zona industriale sino a Punta della Contessa, si presenta bassa (circa 3-4 metri), con un basso cordone dunale il quale, procedendo verso sud, diminuisce fino a quasi scomparire. In questa zona è presente una depressione naturale che ha dato origine alla laguna costiera della salina di Punta della Contessa. Subito dopo Punta della Contessa, la costa appare alta fino a Cerano, dove sono evidenti i fenomeni di erosione marina.

Le acque marine del tratto di interesse, come riportato nella Relazione Generale del PTA del giugno 2009, pur essendo interessate dalla presenza di numerosi ed importanti scarichi industriali e civili, non sono caratterizzate da elevata criticità; ciò è dovuto quasi esclusivamente alla particolare situazione oceanografica del litorale di Brindisi, caratterizzato da forti correnti meridionali in grado di diluire velocemente e su ampia scala

spaziale le sostanze inquinanti. Nei bacini interni (Seno di Levante, Seno di Ponente, Porto Interno e Porto Esterno) la qualità delle acque e dei sedimenti è caratterizzata da carichi interni elevati, che generano alta trofia anche in presenza di massicce riduzioni dei carichi esterni.

Sulla base dei dati contenuti nel Piano di Tutela delle Acque, la rete di monitoraggio delle acque marine costiere prevede il monitoraggio dell'area antistante il comune di Brindisi, come illustrato nella figura seguente.

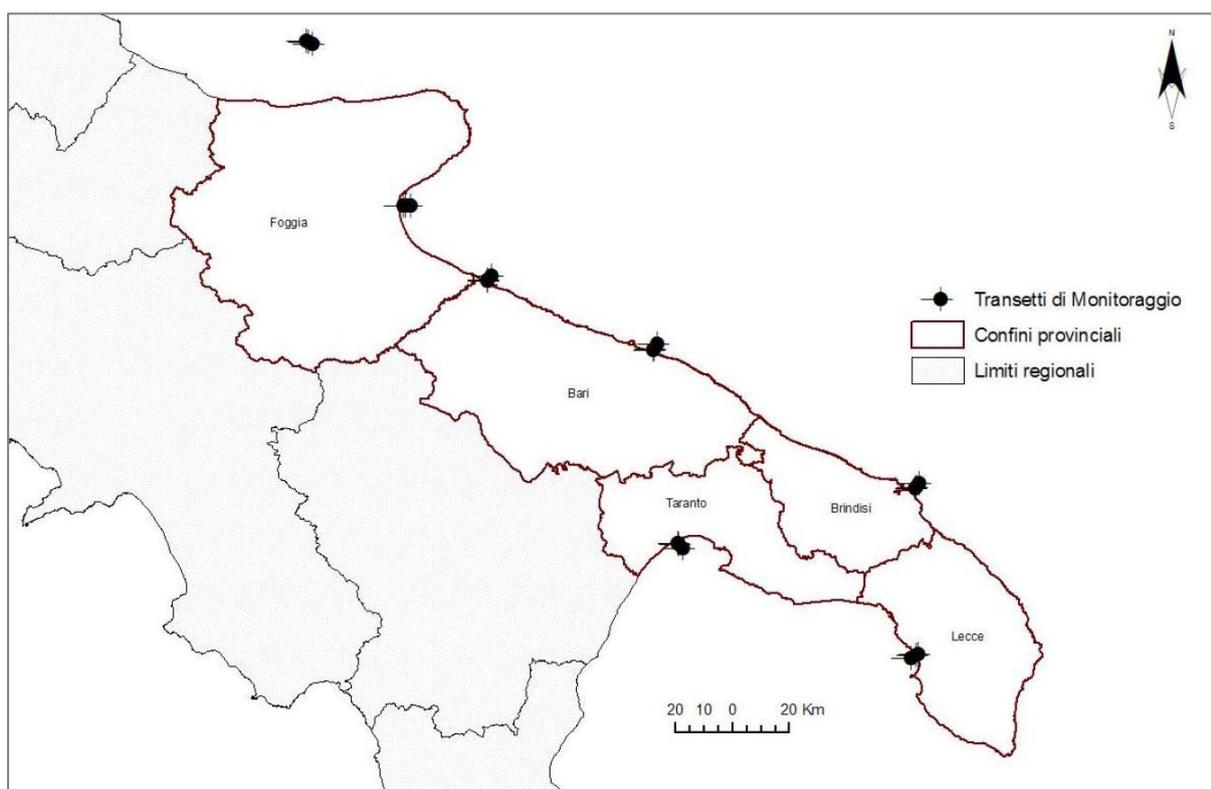
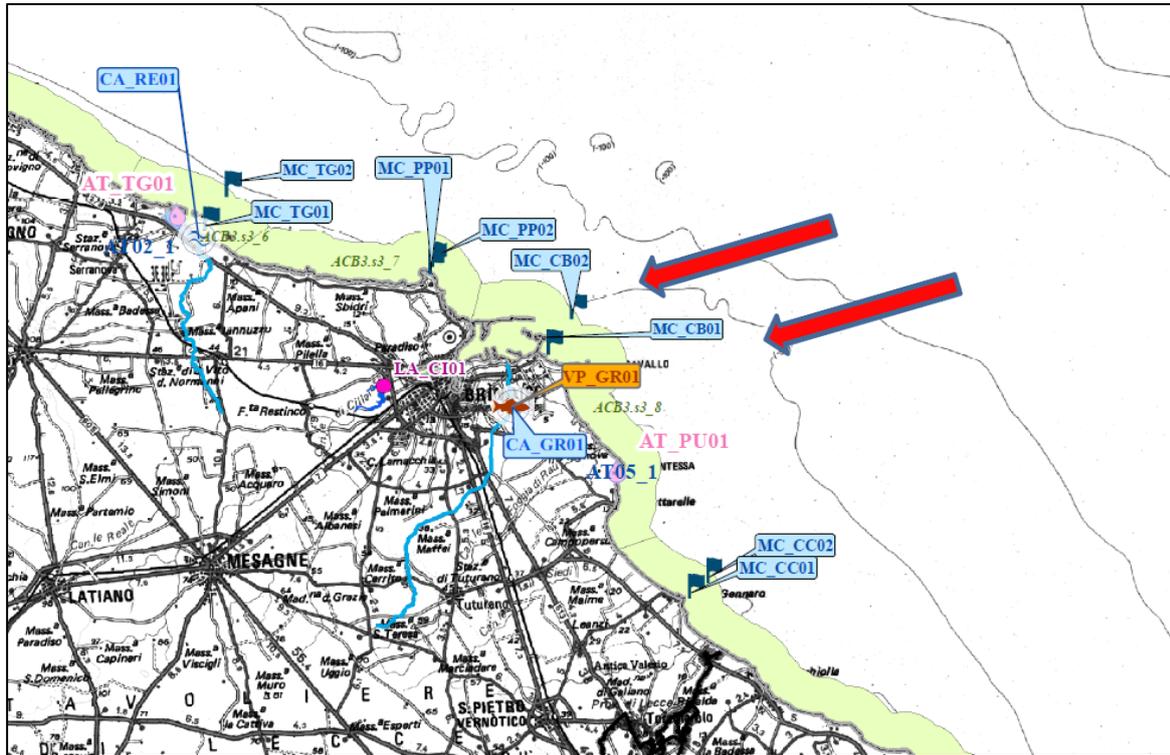


Figura 4.2.4 – Distribuzione dei transetti per il monitoraggio dello stato qualitativo delle acque marine costiere

Si riportano di seguito i risultati più recenti (dati 2015) delle indagini condotte da ARPA Puglia in merito ai monitoraggi della qualità delle acque.

Sono state considerate le stazioni di Brindisi Cerano MC CB 01 e MC CB02, indicate nella mappa riportata nella figura seguente.



Fonte: Monitoraggio Operativo delle acque marine costiere – ARPA Puglia

Figura 4.2.5 – Stazioni di monitoraggio delle acque nel tratto di interesse (da ARPA Puglia). Sono indicate le due stazioni di monitoraggio utili ai fini della descrizione dello stato ecologico e chimico

Nella tabella seguente viene riportato l'estratto relativo al Monitoraggio Operativo 2015 in merito ai Giudizi di qualità ambientale sulla base agli Elementi di Qualità previsti dal D.M. 260/2010 per le acque marino-costiere.

C.I.S._IMC_2015	Stato Ecologico				FASE II	Stato Chimico		
	ROE Indice CARLIT - Macroalghe	ROE Indice PREI - Posidonia Oceanica	ROE Indice M-AMBI - Macroinvertebrati bentonici	Indice TRIX		Acque, Standard di Qualità Ambientale - Media annuale (SOA-MA) - Tab. 1A	Standard qualità ambientale sostanze elenco di priorità	Sedimenti (addizionali), Standard di Qualità Ambientale - Media annuale (SOA-MA) - Tab. 2A
Isola Tremoli	2,57	0,65	n.p.	2,9	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Foce Schiapparo-Foce Capodile	1,06	n.p.	0,57	3,3	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Foce Capodile-Foce Varano	1,17	n.p.	0,54	3,0	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Foce Varano-Foce S. Pietro	1,17	n.p.	0,54	3,0	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Peschici-Vieste	1,51	0,58	n.p.	2,9	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Vieste-Matutina	1,67	n.p.	0,58	3,1	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Matutina-Manfredonia	2,05	n.p.	0,54	3,5	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Manfredonia-Torremezzano	1,01	n.p.	0,55	4,1	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Torremezzano-Foce Carapelle	0,57	n.p.	0,52	3,9	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Foce Carapelle-Foce Marabotta di Savoca	1,56	n.p.	0,71	3,3	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Marabotta di Savoca-Barfetta	1,82	n.p.	0,71	3,9	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Barfetta-Bisceglie	0,67	n.p.	0,70	4,1	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Bisceglie-Molfetta	0,55	0,59	0,63	4,0	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Molfetta-Bari	0,70	0,59	n.p.	4,2	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Bari (Rigliano)	0,52	0,59	n.p.	3,9	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
San Vito (Polignano, Monopoli)	2,58	1,19	n.p.	3,7	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Monopoli-Torre Canale	3,77	0,78	n.p.	3,5	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
T. Canale-Limite Nord AMP T. Guascho	3,95	0,51	n.p.	3,2	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
A.M.P. Torre Guascho	3,12	0,62	0,65	3,2	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Limite sud AMP Torretta-Rondella	3,25	n.p.	n.p.	3,2	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Rondella-L. Canale	3,50	n.p.	0,56	3,2	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
L. Canale-Alimini	3,50	n.p.	0,71	3,3	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Alimini-Otranto	3,11	0,62	n.p.	3,0	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Limite sud AMP Porto Cesareo-Torre Colonna	3,75	0,55	n.p.	3,3	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Torre Colonna-Torre dell'Ovo	4,83	n.p.	0,80	3,5	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Torre dell'Ovo-Capo S. Vito	3,11	0,71	n.p.	3,4	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Capo S. Vito-Punta Rondinella	2,72	0,84	n.p.	3,9	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Punta Rondinella-Foce Flame Tara	1,16	n.p.	0,62	4,0	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Foce Flame Tara-Chiattona	1,31	n.p.	0,64	4,2	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Chiattona-Foce Lido	2,27	n.p.	0,52	4,0	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.
Foce Lido-Brattara	2,54	n.p.	0,54	3,9	-	-	-	Ag = 20 µg/kg p.s.

Colori associati
 Elevato (verde)
 Buono (giallo)
 Sufficiente (arancione)
 Critico (rosso)

Colori associati
 Buono (verde)
 Mancato conseguimento dello stato Buono (rosso)

Classi stato ecologico
 Elevato (verde)
 Buono (giallo)
 Sufficiente (arancione)
 Critico (rosso)

Classi stato chimico
 Buono (verde)
 Mancato conseguimento dello stato Buono (rosso)

Note
 n.p.: non previsto dal piano di campionamento
 n.r.: non realizzato (da realizzare nel proseguo del ciclo di monitoraggio Operativo)
 n.d.: sedimenti e/o organismi non disponibili.

Fonte: Monitoraggio Operativo delle acque marine costiere – ARPA Puglia
 Figura 4.2.6 – Stato di qualità delle acque marine costiere (2015)

GIUDIZI DI QUALITA' AMBIENTALE 2015			
TABELLA D - CATEGORIA "ACQUE MARINO-COSTIERE"			
Corpo Idrico	Codice Completo	Stato Ecologico 2015	Stato Chimico 2015
Isole Tremiti	ITI022-R16-227ACA3.s3_1	Sufficiente	Buono
Foce Schiapparo-Foce Capoiale	ITR16-014ACA3.s1_1	Sufficiente	Non Buono
Foce Capoiale-Foce Varano	ITR16-024ACE3.s1.2_2	Sufficiente	Buono
Foce Varano-Peschici	ITR16-027ACE3.s1.2_3	Sufficiente	Buono
Peschici-Vieste	ITR16-042ACA3.s1_2	Sufficiente	Buono
Vieste-Mattinata	ITR16-054ACA3.s1_3	Buono	Non Buono
Mattinata-Manfredonia	ITR16-081ACA3.s1_4	Buono	Buono
Manfredonia-Torrente Cervaro	ITR16-084ACE2.s1_1	Sufficiente	Buono
Torrente Cervaro-Foce Carapelle	ITR16-087ACE2.s1_2	Buono	Buono
Foce Carapelle-Foce Aloisa	ITR16-087ACE2.s1_3	Buono	Buono
Foce Aloisa-Margherita di Savoia	ITR16-087ACE2.s1_4	Sufficiente	Buono
Margherita di Savoia-Barletta	ITI020-R16-088ACE2.s1_5	Buono	Buono
Barletta-Bisceglie	ITR16-090ACB2.s3_1	Buono	Buono
Bisceglie-Molfetta	ITR16-097ACB2.s3_2	Sufficiente	Buono
Molfetta-Bari	ITR16-101ACB3.s3_1	Sufficiente	Non Buono
Bari-S. Vito (Polignano)	ITR16-108ACB3.s3_2	Sufficiente	Non Buono
S. Vito (Polignano)-Monopoli	ITR16-118ACB3.s3_3	Sufficiente	Buono
Monopoli-Torre Canne	ITR16-125ACB3.s3_4	Elevato	Non Buono
Torre Canne-Limite nord AMP Torre Guaceto	ITR16-133ACB3.s3_5	Sufficiente	Buono
Area Marina Protetta Torre Guaceto	ITR16-143ACB3.s3_6	Sufficiente	Non Buono
Limite sud AMP Torre Guaceto-Brindisi	ITR16-147ACB3.s3_7	Buono	Buono
Brindisi-Cerano	ITR16-151ACB3.s3_8	Sufficiente	Non Buono
Cerano-Le Cesine	ITR16-160ACB3.s3_9	Buono	Non Buono
Le Cesine-Alimini	ITR16-164ACB3.s3_10	Sufficiente	Non Buono
Alimini-Otranto	ITR16-165ACB3.s3_11	Elevato	Non Buono
Limite sud AMP Porto Cesareo-Torre Colimena	ITR16-184ACB3.s3_14	Sufficiente	Buono
Torre Columena-Torre dell'Ovo	ITR16-185ACF3.s3.1_1	Buono	Non Buono
Torre dell'Ovo-Capo S. Vito	ITR16-187ACB3.s3_15	Buono	Buono
Capo S. Vito-Punta Rondinella	ITR16-188ACB3.s3_16	Buono	Buono
Punta Rondinella-Foce Fiume Tara	ITR16-193ACF3.s3.2_1	Sufficiente	Non Buono
Foce Fiume Tara-Chiatona	ITR16-194ACF3.s3.2_2	Sufficiente	Non Buono
Chiatona-Foce Lato	ITR16-195ACE3.s1.1_2	Sufficiente	Buono
Foce Lato-Bradano	ITR16-196ACE3.s1.1_3	Buono	Buono

Fonte: Monitoraggio Operativo delle acque marine costiere – ARPA Puglia

Figura 4.2.7 – Giudizi di qualità ambientale delle acque marine costiere

Di seguito si riassumono i giudizi di qualità per la stazione Brindisi Cerano.

	Giudizio complessivo	Indici	Giudizio
Stato ecologico	Sufficiente	RQE Fitoplancton	Elevato
		M_AMBI	Buono
		TRIX	Buono
Stato chimico	Non buono	Elementi chimici a sostegno	As: 17 mg/kg s.s. nei sedimenti
		SQA - MA	Buono
		SQA - CMA	Buono
		Sedimenti	Buono
		Biota	Mancato conseguimento dello stato buoni per la presenza di Hg (28 µg/kg) p.u.

Nel Piano di Gestione del distretto idrografico dell'Appennino meridionale viene riportato che il corpo idrico mostra il mancato raggiungimento dello stato "buono" e ha come obiettivo il raggiungimento dello stato "buono" al 2027.

Per quanto riguarda la qualità delle acque dal punto di vista della balneazione, le acque nelle stazioni di Brindisi Cerano, aventi codici identificativi e coordinate riportate nella tabella seguente, sono risultate conformi ai limiti di legge in riferimento a Enterococchi intestinali ed *Escherichia coli* per tutto il 2018 e per i mesi aprile-maggio-giugno 2019.

Cerano – sc. Centrale Brindisi 500 m nord	IT016074001019	757179,8905	4494814,457
Cerano – sc. Centrale Brindisi 500 m sud	IT016074001020	757812,2098	4494022,934

4.2.1.3 *Rischio idraulico*

Come si evince dal Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI), l'area della centrale è interessata dalla fascia costiera a pericolosità geomorfologica elevata (PG2) e molto elevata (PG3). I siti dove saranno localizzati gli interventi sono al di fuori di aree a evidente pericolosità geomorfologica.

Inoltre, l'area della Centrale è esterna ad aree a pericolosità/rischio idraulico, assenti anche nelle vicinanze dell'impianto, tanto che l'area vasta di interesse intorno all'impianto non è oggetto di mappatura da parte del PGRA.

4.2.2 *Stato attuale della componente – Acque sotterranee*

Per quanto riguarda lo Stato Ambientale delle acque sotterranee, la rete di monitoraggio regionale non comprende stazioni nell'area di studio.

Lo stato quantitativo (SquAS) dell'Acquifero Profondo del Salento è di tipo C, ovvero caratterizzato da un "Impatto antropico significativo con notevole incidenza dell'uso sulla disponibilità della risorsa evidenziata da rilevanti modificazioni agli indicatori generali sopra esposti". Relativamente alla classificazione qualitativa, lo stato dell'Acquifero del Salento ricade in classe 4: "impatto antropico rilevante con caratteristiche idrochimiche scadenti". Complessivamente, lo stato ambientale dell'intero Acquifero Profondo del Salento risulta scadente poiché qualitativamente e quantitativamente occupa le classi di riferimento peggiori. Dal Piano di Gestione di distretto risulta che l'acquifero, così come il corpo idrico Piana Brindisina, sono classificati "a rischio".

4.2.3 *Stima degli impatti potenziali*

4.2.3.1 *Fase di cantiere*

In fase di cantiere non è previsto alcun impatto significativo sull'ambiente idrico.

Le principali attività di cantiere civile sono sostanzialmente legate a demolizioni e opere di nuova realizzazione. L'approvvigionamento idrico delle acque necessarie durante la fase di realizzazione dell'impianto verrà garantito dall'esistente rete di centrale, in corrispondenza del pozzetto più vicino alla zona di cantiere, con quantitativi modesti e limitati nel tempo.

Gli scarichi liquidi derivanti dalle lavorazioni di cantiere verranno gestiti in modo da minimizzare possibili interferenze con gli ambienti idrici superficiali e sotterranei, e potranno essere di tre tipi:

1. reflui sanitari: questi verranno opportunamente convogliati mediante tubazioni sotterranee e collegati alla rete di centrale, per essere alla fine scaricati nella rete fognaria comunale;
2. reflui derivanti dalle lavorazioni: raccolti dalla rete delle acque potenzialmente inquinate verranno inviati all'ITAR della Centrale per opportuno trattamento, a valle del quale verranno scaricati nei punti autorizzati. In mancanza della possibilità di trattamento presso l'ITAR di centrale, i reflui verranno raccolti e smaltiti presso centri autorizzati;
3. acque di aggotamento: durante l'esecuzione dei lavori, le acque di falda presenti negli scavi saranno evacuate a mezzo di pompe ed accumulate in serbatoi provvisori in vetroresina posti a bordo scavo; da qui le acque saranno convogliate ad un serbatoio di raccolta esistente per essere poi riutilizzate nel ciclo tecnologico di centrale. Qualora le acque di aggotamento risultassero salmastre e quindi non riutilizzabili in centrale, saranno gestite come rifiuto o previa specifica autorizzazione scaricate in mare.

Il rischio legato allo sversamento di sostanze inquinanti stoccate e utilizzate in fase di cantiere risulterà minimizzato dall'adozione, da parte delle imprese, di adeguati accorgimenti finalizzati allo stoccaggio di tali sostanze in assoluta sicurezza.

In conclusione, si ritiene che le attività di cantierizzazione comportino un'interferenza non significativa, temporanea e reversibile sulla componente idrica locale.

4.2.3.2 Fase di esercizio

Nel nuovo assetto della CTE non sono previste modifiche nell'ubicazione dei punti di prelievo e scarico in mare. L'installazione del ciclo combinato di taglia massima di 1680 MW_e prevedrà l'utilizzo di acqua prelevata dal mare, l'acqua proveniente dai pozzi, dal consorzio ASI, dall'acquedotto, e dalle acque di recupero dai cicli produttivi, con riduzione dei prelievi d'acqua, nell'ottica di risparmio della risorsa idrica.

4.2.3.2.1 Prelievi idrici

Il nuovo assetto della CTE comporterà una diminuzione progressiva dei prelievi di acqua di mare fino a riduzioni dell'ordine del 70% nella configurazione finale (dagli attuali 360'000 m³/h si passerà a un prelievo di acqua di mare di 105'800 m³/h).

Si ridurranno anche i prelievi da pozzi e quelli dal consorzio ASI.

Gli usi dell'acqua potabile saranno i medesimi previsti attualmente, quali gli usi di carattere sanitario (servizi igienici, docce lava-occhi, etc.) e continuerà a essere prelevata dall'acquedotto. Verrà realizzato un collegamento alla rete di distribuzione esistente.

L'acqua industriale continuerà a essere utilizzata per il raffreddamento delle tenute di alcune pompe e sarà, eventualmente, utilizzata come acqua antincendio.

Verrà realizzato il collegamento alla rete di acqua industriale esistente di centrale alimentata da varie sorgenti (pozzi, recupero acque ITAR, consorzio ASI).

L'acqua demi sarà impiegata principalmente per il reintegro del ciclo termico e in particolare:

- per il reintegro degli spurghi dei corpi cilindrici dei nuovi GVR, al fine di mantenere costante la concentrazione salina dell'acqua negli evaporatori e al di sotto dei limiti prefissati, per evitare il trascinarsi di sali da parte del vapore;
- per reintegrare la perdita continua di vapore saturo dalla torretta degasante dei GVR;
- per reintegrare il vapore di sfiato durante l'avviamento del ciclo termico e altre perdite.

Il consumo medio continuo previsto per l'acqua demi, per assolvere i consumi di cui sopra, sarà di circa 15-20 m³/h per ciascuna sezione del nuovo CCGT.

Verrà mantenuto l'impianto di produzione e gli stoccaggi esistenti.

In sintesi, con riferimento ai prelievi idrici, poiché si prevede una riduzione sensibile dei quantitativi prelevati a seguito dell'installazione dell'unità a ciclo combinato, ne consegue che la nuova configurazione di progetto comporterà una riduzione dell'impatto ambientale sulla componente idrica rispetto alla configurazione autorizzata.

4.2.3.2.2 Scarichi idrici

Nel nuovo assetto d'impianto si prevede la realizzazione di una rete dedicata alla raccolta dell'acqua meteorica che verrà convogliata in un pozzetto di presa e pompaggio fino al raggiungimento del volume definito come prima pioggia (2,5 mm di pioggia sull'area convogliata); questa verrà inviata nell'adiacente vasca di raccolta esistente, in testa all'ITAR. L'acqua in eccesso verrà raccolta nel pozzetto (oltre i primi 2,5 mm) e sarà considerata acqua meteorica di seconda pioggia e, previo trattamento di grigliatura, dissabbiatura e disoleazione, sarà inviata allo scarico a mare

Le acque inquinabili da oli saranno inviate in testa all'impianto ITAO.

All'ITAR saranno invece inviati:

- spurghi condensa dai nuovi circuiti vapore (GVR, scambiatori di calore, etc.);
- acque meteoriche ricadenti su aree potenzialmente inquinabili da acidi e/o alcalini (stoccaggio prodotti).

In riferimento agli scarichi termici si fa presente che i punti di scarico S1S, S1N, S2N e S4N saranno mantenuti e che nell'assetto futuro si avrà una diminuzione della potenza termica dissipata attraverso le acque di raffreddamento dallo scarico S1 S, ascrivibile alla diminuzione della potenza termica dissipata al condensatore.

Vista la riduzione dei volumi idrici scaricati (riduzione di circa il 70% rispetto alla configurazione attuale), si ipotizza che anche l'interferenza dovuta allo scarico di raffreddamento, che viene periodicamente monitorata come previsto dall'AIA, sia da ritenersi in diminuzione. Le misure periodiche di temperatura effettuate nel tratto di mare antistante lo scarico di raffreddamento della centrale ai sensi del Decreto AIA risultano, infatti, sempre conformi ai limiti previsti dalla normativa vigente.

4.2.3.2.3 Rischio idraulico

L'area della centrale è esterna ad aree a pericolosità/rischio idraulico assenti anche nelle vicinanze dell'impianto, tanto che l'area vasta di interesse intorno all'impianto non è oggetto di mappatura da parte del PGRA. Non si rilevano fenomeni particolari relativi al rischio idraulico per l'area dell'attuale impianto e, quindi, per l'area interessata dalle nuove opere in progetto.

4.3 Suolo e sottosuolo

4.3.1 Stato attuale della componente

4.3.1.1 Inquadramento geologico d'area vasta

Dal punto di vista geologico, la struttura del territorio d'area vasta brindisino è caratterizzata dalla presenza di una potente successione calcareo-dolomitica cretacea con assetto prevalentemente sub-orizzontale. La stessa successione risulta essere attraversata da faglie dirette sub-verticali allineate secondo due sistemi principali, uno orientato in direzione WNW-ESE e l'altro in direzione NE-SW.

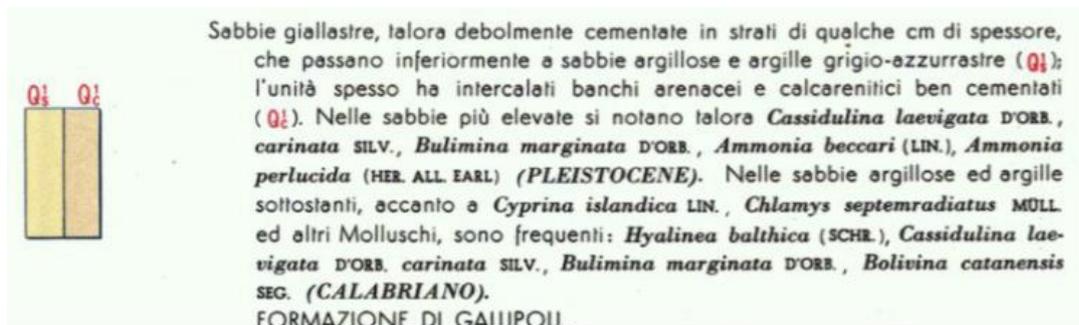
Tali discontinuità influenzano la morfologia e l'idrografia superficiale (come testimoniato dalla presenza di allineamenti di ripide scarpate e tratti rettilinei della rete idrografica) nonché l'idrogeologia (in quanto vie preferenziali di infiltrazione e circolazione dell'acqua nel sottosuolo) dell'area.

Legenda¹⁷

Olocene



Pleistocene



Fonte dati: Carta geologica d'Italia

Figura 4.3.1 – Carta geologica dell'area in esame

Una sintesi delle diverse conoscenze geologiche riguardanti il territorio brindisino è descritta da Ciaranfi et alii (1992) nelle "Note alla carta geologica delle Murge e del Salento". In accordo con le indicazioni riportate in tale studio, la successione stratigrafica che caratterizza l'area di interesse può essere schematizzata, dal basso verso l'alto, come segue:

- Depositi Marini
 - Depositi mesozoici della Piattaforma Carbonatica Apula:
 - I) Calcarea di Altamura. Cretaceo (Turoniano Sup.? - Maastrichtiano).

¹⁷ In legenda si riportano solo le voci che interessano direttamente il sito di centrale

- Depositi del ciclo sedimentario della Fossa bradanica:
 - 2) Calcarenite di Gravina. Pliocene sup. - Pleistocene inf.
 - 3) Argille subappennine. Pleistocene inf.
 - 4) Depositi marini terrazzati. Pleistocene med.-sup.
- Depositi Continentali
 - 5) Depositi alluvionali ed eluvio-colluviali. Olocene

4.3.1.2 Quadro geologico locale

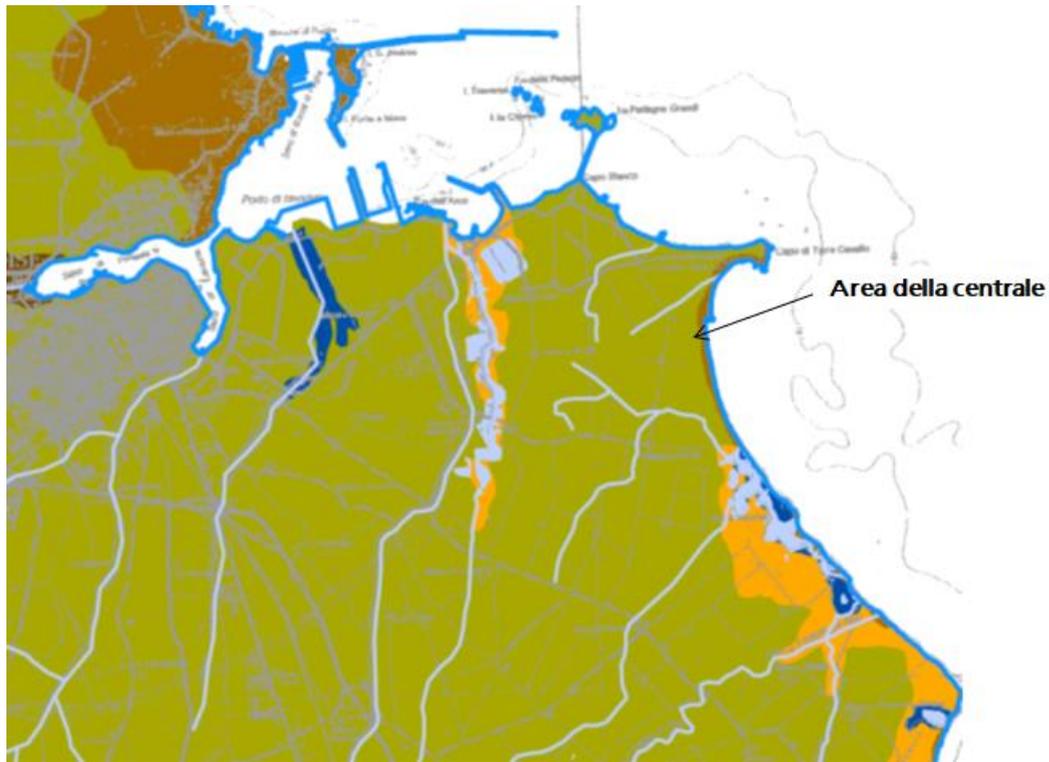
Dal punto di vista geologico, l'area di interesse, parte dell'Avampaese apulo, è un'area emersa della Placca Apula, costituita da una potente successione di rocce carbonatiche di piattaforma. Localmente, sui calcari mesozoici poggiano direttamente depositi riferibili al ciclo sedimentario pliopleistocenico della Fossa Bradanica, coperti a loro volta, in trasgressione, da depositi bioclastici terrazzati di ambiente litorale e depositi continentali olocenici ed attuali.

L'orogenesi appenninica ha solo parzialmente interessato questa parte dell'Avampaese, con fratture, faglie, pieghe di ampio raggio. La presenza di deformazioni e fratture, connesse ad attività sismiche in sedimenti marini e continentali riferiti all'ultimo interglaciale e il forte evento sismico verificatosi in quest'area il 20 febbraio 1743, suggeriscono la presenza di strutture tettonicamente attive, anche se ancora non identificate.

La locale successione litostratigrafica, può così di seguito essere riassunta:

- Depositi alluvionali (Olocene);
- Depositi lagunari - palustri (Olocene);
- Depositi marini terrazzati (Pleistocene medio - superiore);
- Sabbie limose del Pleistocene medio (Pleistocene medio);
- Argille subappenniniche (Pleistocene inferiore);
- Calcarenite di Gravina (Pleistocene inferiore);
- Calcari di Altamura (Cretacico superiore).

Nella Figura 4.3.2 si riporta la carta geolitologica dell'area di interesse, con il dettaglio dell'estensione delle diverse litologie presenti.



Unita' litostratigrafiche

- Deposito di colmata
- Ghiaie poligeniche, sabbie e limi
- Limi e argille
- Sabbie calcaree con intercalazioni limose
- Sabbie prevalentemente calcaree
- Sabbie, limi e argille (palustri o alluvionali)
- Terre argillose con pezzame e ciottoli calcarei
- Calcareniti tenere a grana fine e media
- Calcareniti tenere a grana media - grossolana
- Calcareniti tenaci a grana media - grossolana
- Calcari in banchi e in strati (spessore >40 cm)

Limiti

- Linea di costa
- Amministrativi**
- Limite comunale
- Limite provinciale

Elementi strutturali

- Faglia diretta
- Faglia diretta probabile

Idrografia

- Elemento lineare
- Elemento areale

Fonte dati: PTCP di Brindisi

Figura 4.3.2 – Carta geolitologica dell'area in esame

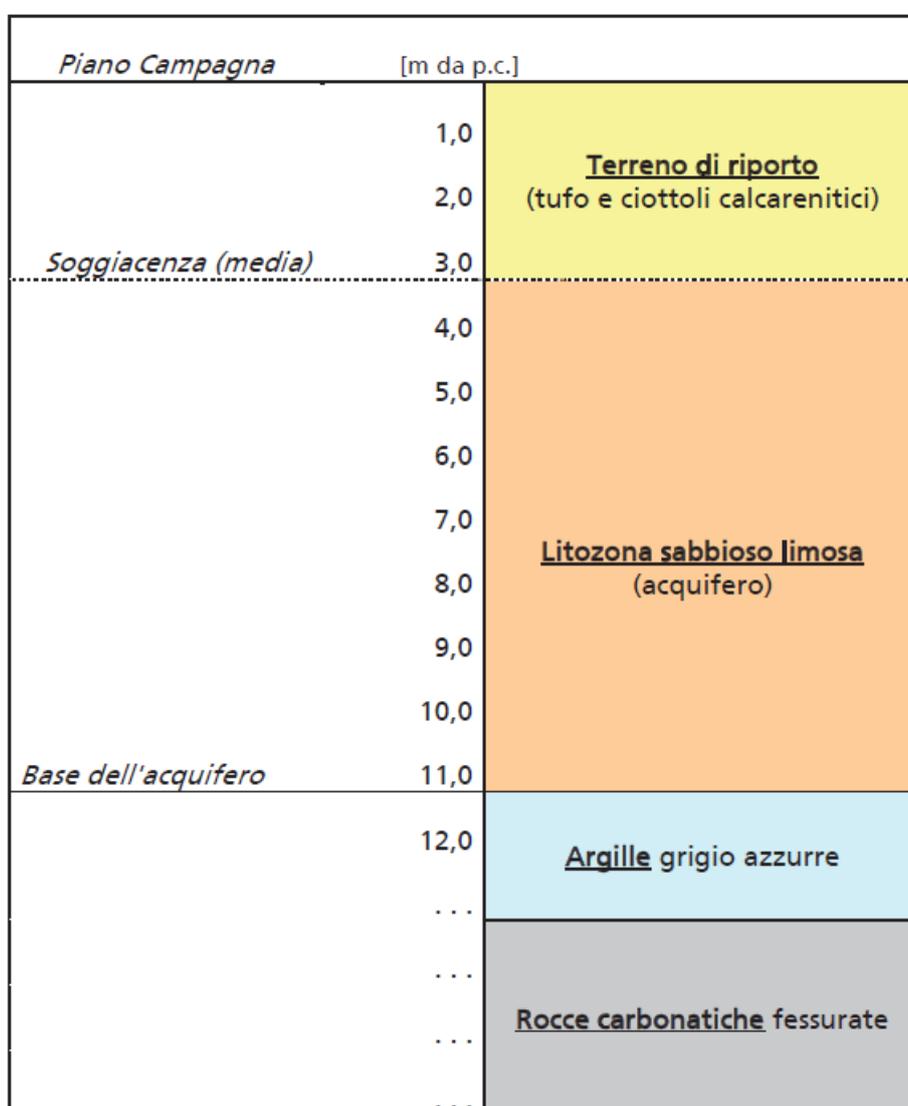
Sulla base delle stratigrafie desunte nelle indagini condotte per la caratterizzazione del S.I.N. Brindisi Sud di cui la centrale fa parte (si veda § 4.3.1.6), i terreni rinvenuti presentano una sequenza litostratigrafia abbastanza regolare e definita, a partire dal p.c. si può distinguere la seguente successione stratigrafica locale (Figura 4.3.3):

- **da 0,0 m a massimo 3,0 m da p.c.:** Terreno di riporto costituito generalmente da tufo e ciottoli calcarenitici con occasionali intercalazioni limose. Localmente, nelle aree verdi,

il terreno di riporto è sovrastato da uno strato di terreno vegetale con spessore massimo di 0,4 m.

- da 1,0-3,0 m a 8,0-11,0 m da p.c.: Sabbie a grana fine ed uniforme in varia misura limose e debolmente argillose.
- da 8,0-11,0 m da p.c.: Argille grigio azzurre che costituiscono l'orizzonte impermeabile di base dell'acquifero superficiale.

Al di sotto delle argille grigio azzurre, dopo un orizzonte di calcareniti e sabbie, si rinvengono depositi costituiti da rocce carbonatiche cretacee fessurate ed appena carsificate, sede di una falda acquifera profonda.



Fonte dati: Progetto di realizzazione delle vasche acque meteoriche di dilavamento e prima pioggia: Analisi di Rischio sanitario per la salute dei lavoratori potenzialmente esposti durante lavorazioni – Area Brindisi Sud. – CESI, marzo 2018

Figura 4.3.3 – Schematizzazione del profilo lito-stratigrafico locale

Tuttavia, la stratigrafia originale nell'area di centrale risulta profondamente alterata dall'intervento antropico. Infatti, mentre gran parte dell'area interessata dalle opere della centrale Enel di Brindisi sud era caratterizzata da un andamento quasi tabulare, compreso tra le quote di 14 e 16 m s.l.m. e con una stratigrafia abbastanza costante, così come sopra descritta, il progetto del nuovo ciclo combinato andrà ad interessare un'area originariamente valliva, prodotta dall'erosione di due corsi d'acqua, fosso Cerano e Ceranino, confluenti in prossimità dell'edificio portineria (Figura 4.3.4).

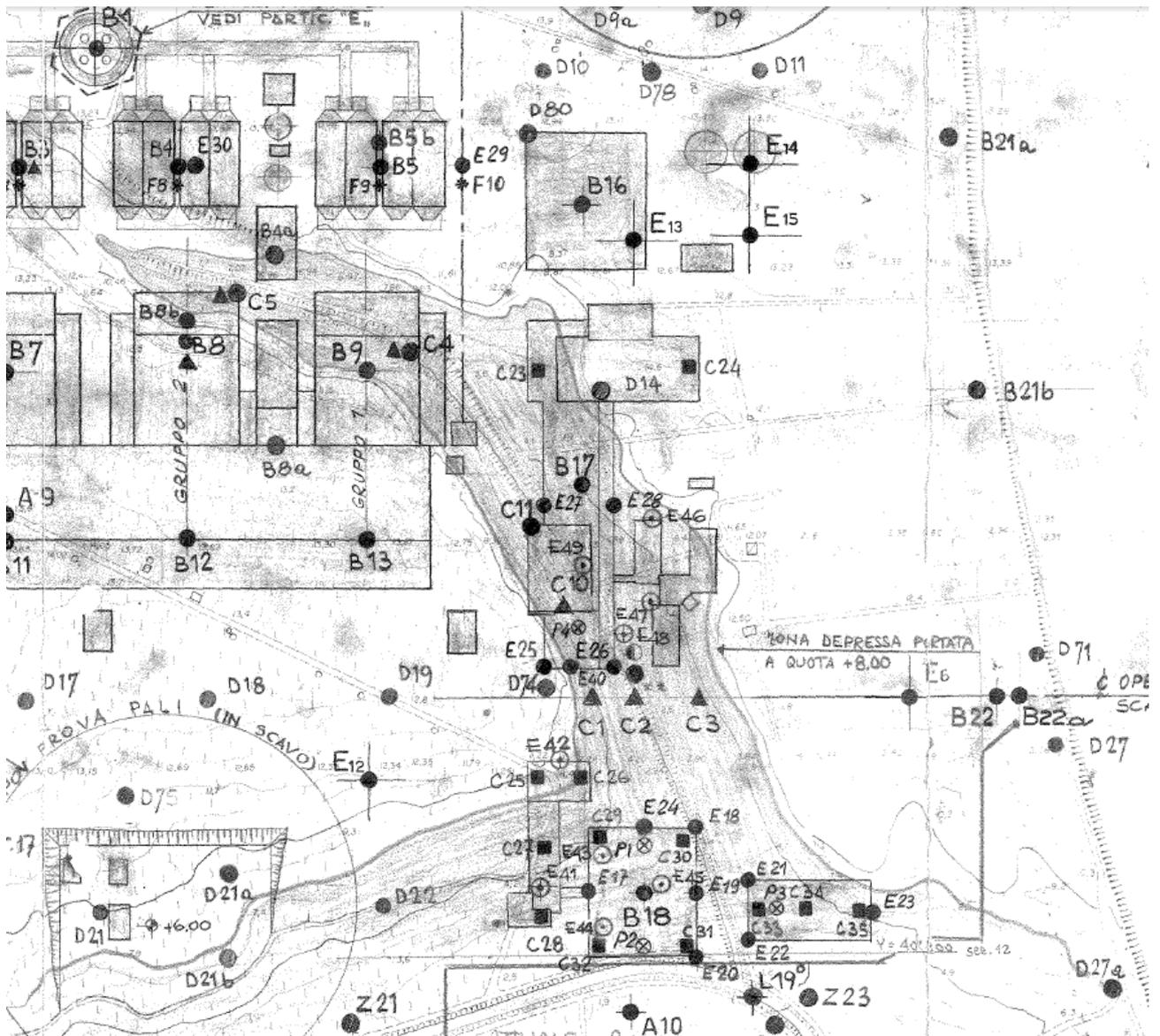


Figura 4.3.4 – Planimetria indagini geotecniche e topografia del sito, in grigio l'antico letto depresso dei corsi d'acqua attualmente riempiti.

L'area in oggetto, attualmente a quota +8,00 s.l.m. (tranne la zona dei parcheggi depressa a quota +5,50 s.l.m.) è il risultato di ampi lavori di sbancamento delle superfici a quota maggiore e di colmata di quelle profondamente incise dai due corsi d'acqua. La colmata

venne effettuata con terreno compattato, previa bonifica del terreno vegetale e successiva esecuzione di un riporto finale di sommità.

Più in profondità si assiste invece ad un passaggio a sabbie limose e argille sabbiose, quindi limi calcarei e sabbie calcaree.

4.3.1.3 Inquadramento geomorfologico

Il territorio della provincia di Brindisi occupa il margine sud orientale dell'altopiano delle Murge e la propaggine settentrionale della Penisola Salentina, ponendosi a cavallo di due distinti distretti geomorfologici.

Dal punto di vista morfologico è quindi possibile distinguere una zona collinare, che occupa prevalentemente la parte nord-occidentale del territorio, e una zona subpianeggiante che occupa invece quella meridionale.

La zona collinare è caratterizzata dalla presenza di rocce calcaree affioranti e numerose depressioni (manifestazione carsiche superficiali) parzialmente riempite da "terra rossa". La zona sub-pianeggiante, occupata in gran parte dalla Piana Messapica, evidenzia una morfologia ancora più dolce caratterizzata da una serie di terrazzi Plio-Pleistocenici, raccordati da scarpate debolmente acclivi, che si estendono con una certa approssimazione parallelamente alla costa e a quote progressivamente decrescenti.

La blanda morfologia del paesaggio brindisino risulta essere interrotta da incisioni erosive (solchi, lame e canali) che nascono in larga misura nella zona collinare e si sviluppano, assecondando la direzione di maggiore acclività della superficie, principalmente in direzione NE-SW perpendicolarmente alla linea di costa.

Il piano campagna si trova a quote comprese tra i 18 m ed i 25 m nell'area più interna, diminuendo sino a pochi metri sul livello marino man mano che ci si sposta verso il Fiume Grande e la zona costiera. Verso mare, lungo la fascia costiera antistante la centrale di Cerano, l'area si affaccia sull'Adriatico tramite una falesia verticale che raggiunge un'altezza massima di 15,16 m. Spostandosi verso Nord dalla zona suddetta, questo valore tende gradualmente a diminuire, trovando anche zone depresse acquitrinose di retrospiaggia (Salina vecchia).

Sulla base dei contenuti del Piano di Bacino Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI), parte delle zone del sedime della centrale presentano aree caratterizzate da pericolosità geomorfologica elevata (PG2) e molto elevata (PG3).

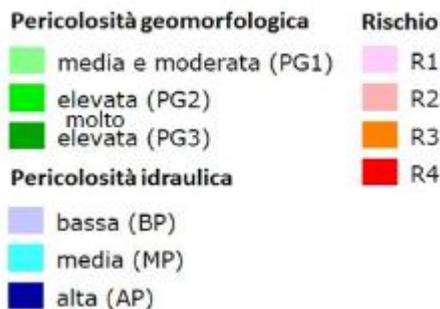
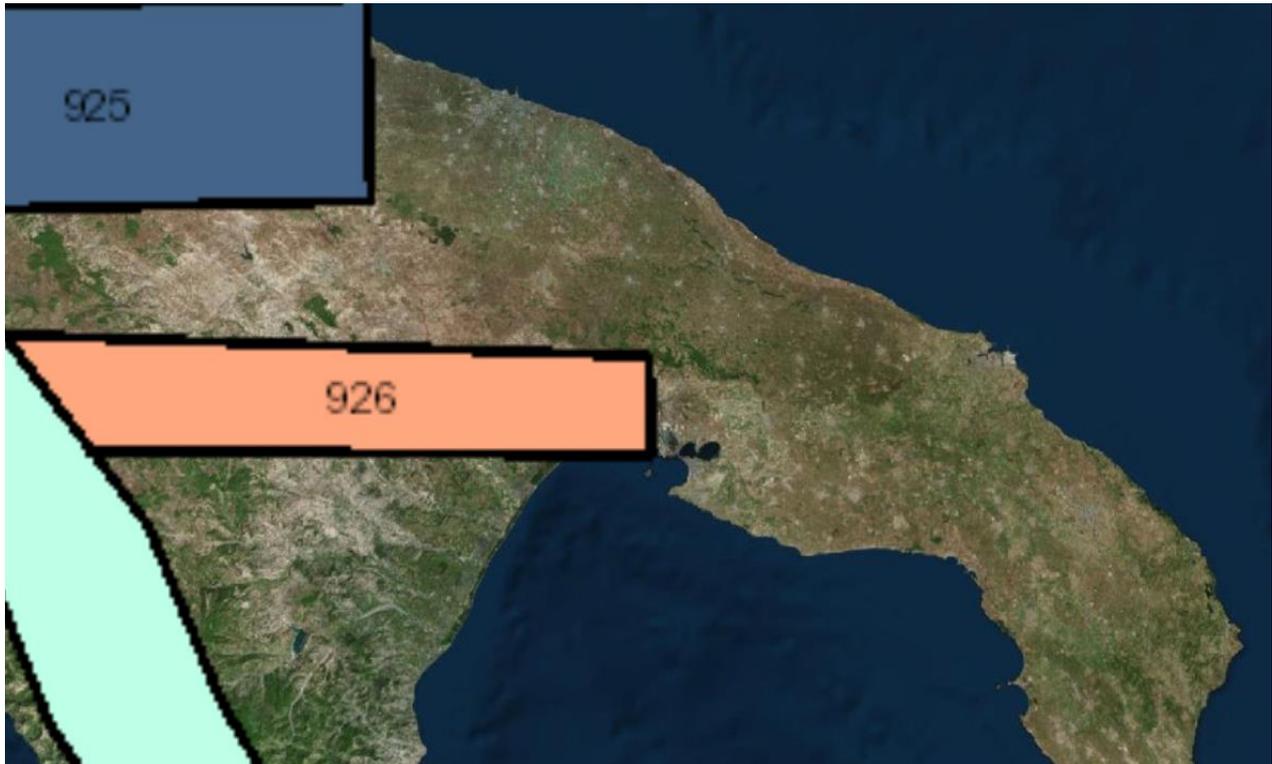


Figura 4.3.5 – Stralcio cartografia PAI

4.3.1.4 Rischio sismico

In ottemperanza all'O.P.C.M. 3274/03 l'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV) ha realizzato una nuova zonazione sismogenetica del territorio italiano, chiamata ZS9, risultato di modifiche, accorpamenti ed elisioni delle numerose zone di ZS4 e dell'introduzione di nuove zone.

Il territorio comunale di Brindisi è esterno a tali aree, come osservabile dalla successiva Figura 4.3.6.



Fonte dati: <http://www.pcn.minambiente.it>

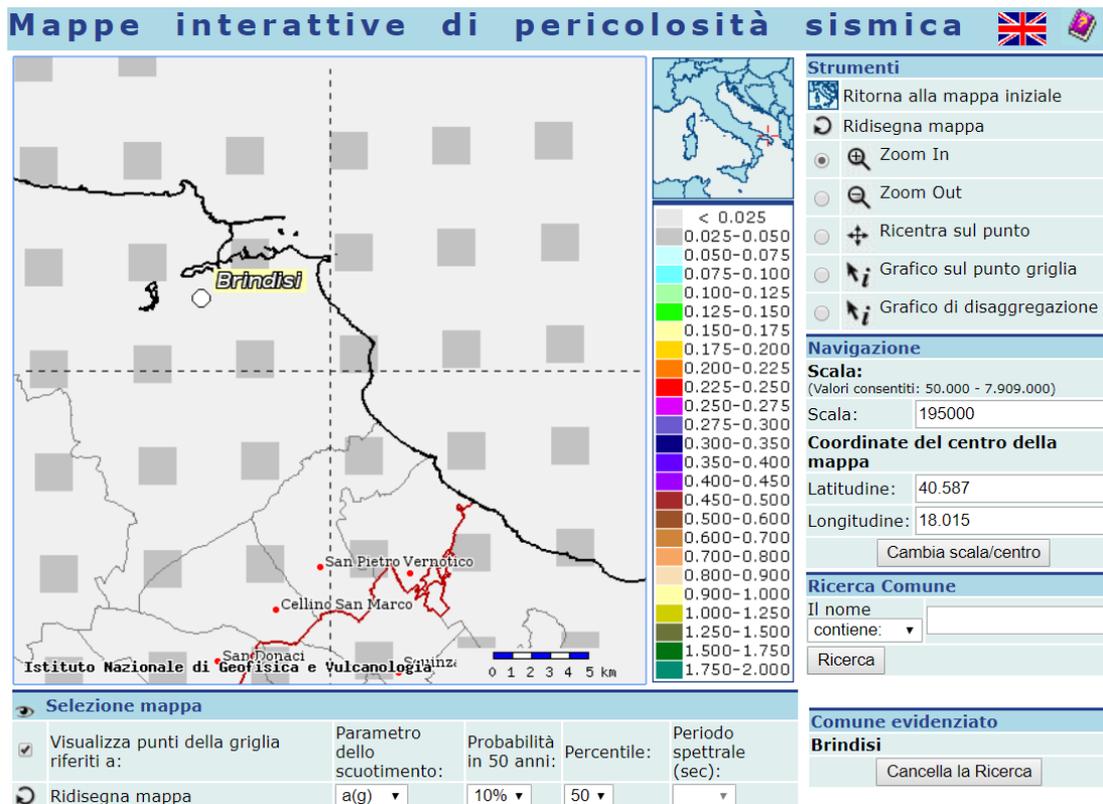
Figura 4.3.6 – Zona sismogenetica ZS9

Con l'Ordinanza PCM 3274/2003 si è avviato in Italia un processo per la stima della pericolosità sismica secondo il metodo classico di probabilità indipendente dal tempo di Cornell. Tale metodo prevede l'individuazione delle sorgenti sismiche e la suddivisione del territorio in zone con supposta uniforme probabilità di essere epicentro di futuri terremoti. Per ciascuna zona viene calcolato il tasso medio di terremoti di una certa magnitudo e il passaggio da magnitudo alla sorgente ad accelerazione riferibile al sito è effettuato attraverso opportune leggi di attenuazione. La probabilità di avere una certa PGA in un sito è data infine dal prodotto tra la probabilità condizionata di avere quella PGA da un terremoto di magnitudo M avvenuto a distanza R data e le probabilità indipendenti che si verifichino eventi di quella M a quella R , integrando su tutti i possibili valori di M e R e per tutte le sorgenti della zona.

Questo processo ha portato alla realizzazione della Mappa di Pericolosità Sismica 2004 (MPS04) che descrive la pericolosità sismica attraverso il parametro dell'accelerazione massima attesa con una probabilità di eccedenza del 10% in 50 anni su suolo rigido e pianeggiante. Dopo l'approvazione da parte della Commissione Grandi Rischi del Dipartimento della Protezione Civile nella seduta del 6 aprile 2004, la mappa MPS04 è diventata ufficialmente la mappa di riferimento per il territorio nazionale con l'emanazione dell'Ordinanza PCM 3519/2006. I valori di scuotimento attesi al sito

costituiscono anche l'azione sismica di riferimento per la progettazione secondo le Norme Tecniche delle Costruzioni (NTC08) emanate dal Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici con il D.M. del 14 gennaio 2008 (G.U. n.29 del 04/02/2008).

Al Comune di Brindisi, è escluso dall'elenco dei comuni con $a_g > 0,125$ g così come elencati nell'Allegato7 alla OPCM, dato la pericolosità del territorio in esame, espressa in termini di accelerazione massima del suolo con probabilità di eccedenza del 10% in 50 anni, a_g , è pari a 0,025-0,050 (colore grigio) così come osservabile dalla successiva Figura 4.3.7.



Fonte dati: <http://esse1-gis.mi.ingv.it/>

Figura 4.3.7 – Mappa interattiva di pericolosità sismica

Di seguito si riporta la classificazione sismica nazionale per le aree indagate (cerchio rosso), dalla quale si evince che le stesse ricadono in Zona 4: sismicità bassa (PGA inferiore a 0,05 g).

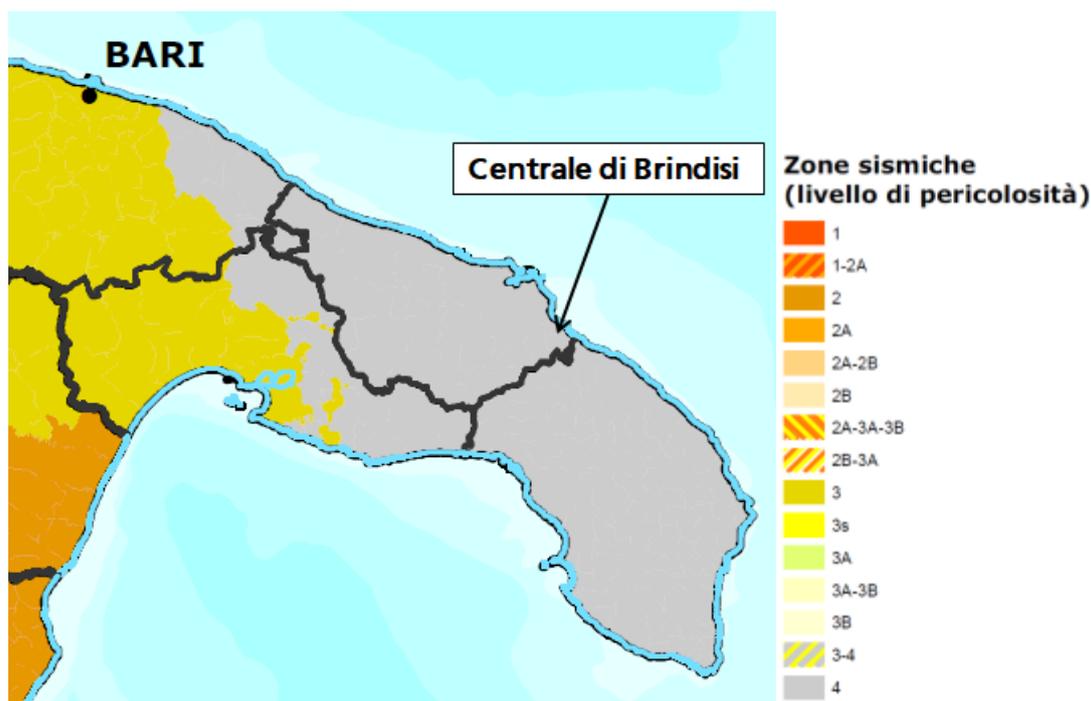
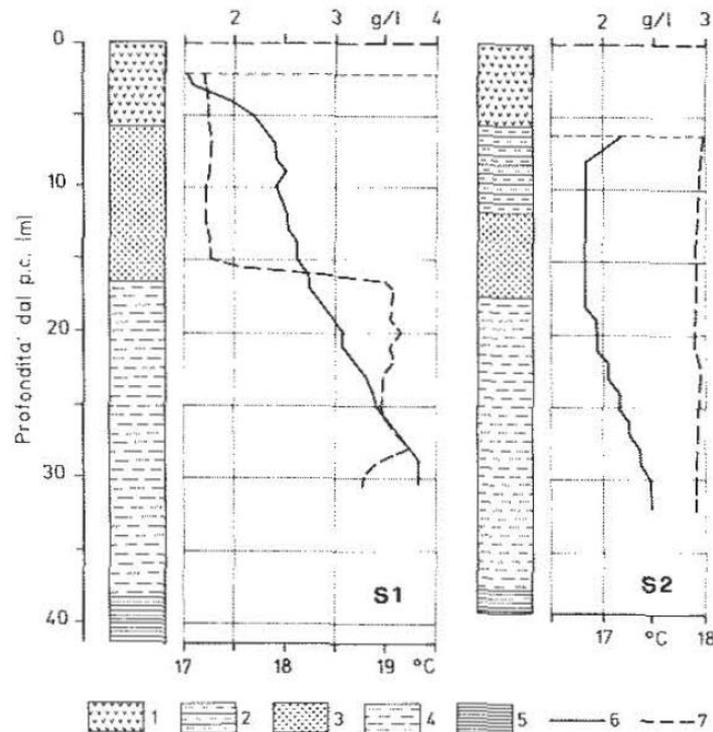


Figura 4.3.8 – Classificazione sismica nazionale – 2015

4.3.1.5 Inquadramento idrogeologico

È possibile individuare due ben distinti ambienti idrogeologici: l'uno caratterizzato da un acquifero essenzialmente sabbioso, sostenuto alla base da strati impermeabili costituiti dalle Argille subappennine, generalmente freatico; l'altro, sottostante al precedente e talora in pressione, costituito dalle rocce carbonatiche cretache fessurate e carsificate, nonché dalle "calcareniti e sabbie" poste in continuità al di sopra delle rocce cretache (CHERUBINI et alii, 1987; ZORZI & REINA, 1957; GRASSI & TADOLINI, 1985; RADINA, 1968).



1) terreno vegetale, sabbie di colore dal rosso bruno all'avana, limi sabbioso-argillosi e argille nerastre organogene; 2) calcareniti bioclastiche tipo «panchina» di colore dal giallo ocre al grigio; 3) sabbie da giallastre a avana passanti verso il basso a limi argilloso-sabbiosi grigi; 4) argille grigio-azzurre passanti verso il basso a limi sabbiosi giallastri; 5) biocalcarenes giallastre; 6) temperatura dell'acqua (gennaio 1991); 7) salinità dell'acqua (gennaio 1991).

Figura 4.3.9 – Stratigrafie e carotaggi termo-salinometrici della falda superficiale

La falda inferiore è sostenuta alla base, per galleggiamento, dall'acqua di mare che penetra nella terraferma (COTECCHIA, 1977).

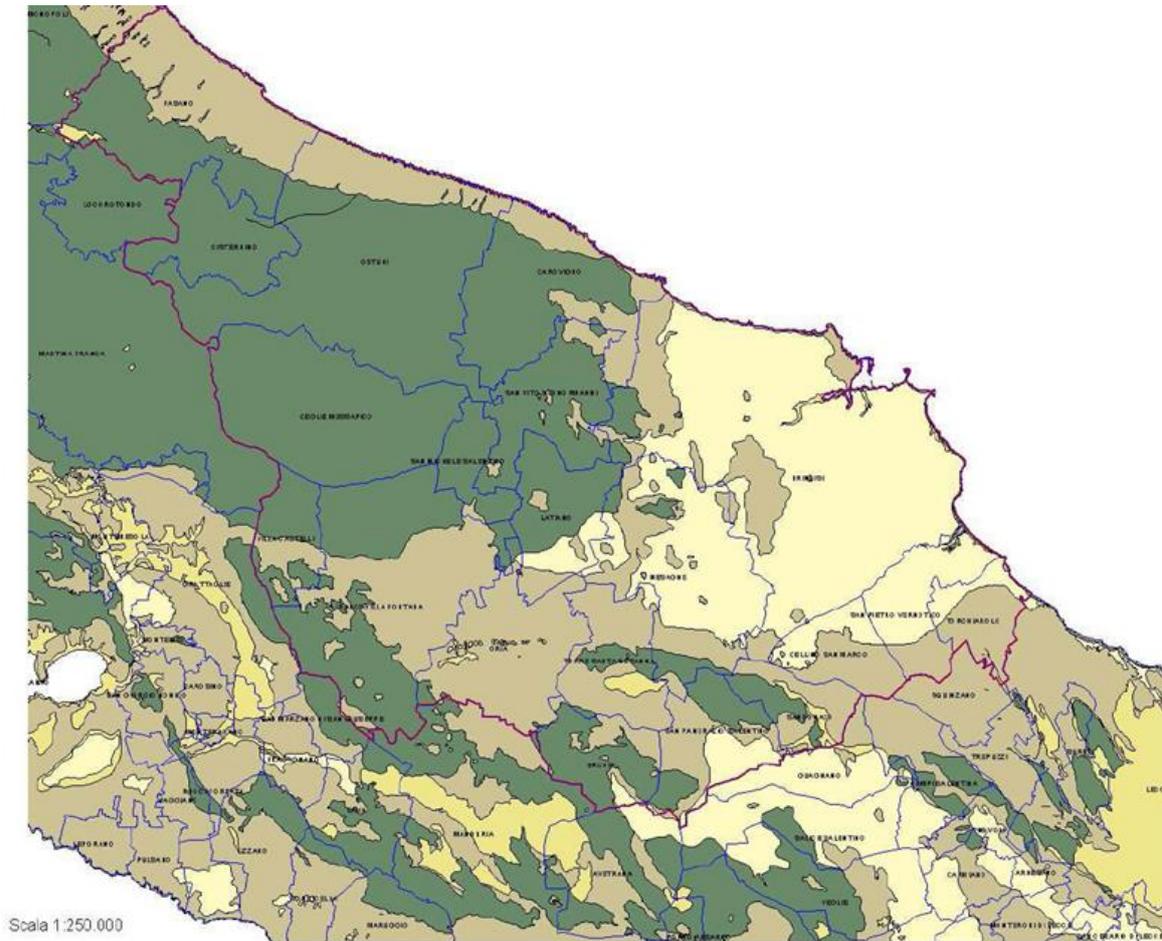
La prima falda idrica, comunemente detta “superficiale”, ha un carattere locale, mentre la seconda falda, comunemente nota nella regione come “profonda”, impegna l'intera piattaforma apula. Le acque della falda idrica profonda in loco traggono la loro alimentazione sia dalle precipitazioni incidenti a monte della zona in argomento, laddove la formazione carbonatica è affiorante, che dai deflussi sotterranei provenienti dalla contigua Murgia nonché, come sostenuto da questo lavoro, dalle perdite dell'acquifero superficiale. La falda idrica profonda circola in un acquifero permeabile per fessurazione e carsismo, di norma a pelo libero, defluendo verso la costa con cadenti piezometriche generalmente inferiori allo 0,05%; i carichi piezometrici, anche a svariati chilometri dalla costa, sono molto modesti.

L'interpretazione delle modalità di ricarica e, soprattutto, di circolazione e affioramento delle acque della falda superficiale è evidentemente complessa. Non si può infatti

semplisticamente supporre che le acque infiltratesi nella falda superficiale transitino indisturbate verso il recapito naturale costituito dal mare.

A che ciò si verifichi si oppongono alcune particolari condizioni: alcune profonde incisioni del reticolo idrografico, come nel caso del Canale Cillarese posto a Nord-Ovest di Brindisi, incidono i terreni sabbiosi superficiali, fino a raggiungere il substrato limoso-argilloso che sostiene la falda superficiale. Ciò comporta che parte delle acque della falda superficiale emergono in virtù dell'opera drenante svolta dal reticolo idrografico, come già noto nel caso del canale di Siedi e dell'omonimo gruppo sorgentizio (LL.PP.; 1953). Lungo questo canale, posto presso Tutturano, scaturiscono portate modeste di acque sorgentizie provenienti dall'acquifero superficiale; il fenomeno è diffuso in tutta l'area occupata dai limitrofi canali; le portate emergenti sono state oggetto di contraddittorie misure che, comunque, non sono mai scese al di sotto di alcune decine di litri. D'altra parte, gli strati sostanzialmente impermeabili che separano i due acquiferi non si estendono con continuità e uguale potenza entro l'area di studio.

In termini di permeabilità si possono distinguere tre principali comportamenti che caratterizzano le unità litologiche presenti nell'area.



ASSETTO IDRICO, IDROGEOLOGICO,
IDRAULICO-FORESTALE, CONSOLIDAMENTO DEL SUOLO,
REGIMAZIONE DELLE ACQUE

CARTA DELLA PERMEABILITA'
("Piano Direttore" della Regione Puglia 2002)

Area geografico - territoriale "Murgia e Salento"



Fonte dati: PTCP di Brindisi

Figura 4.3.10 – Carta della permeabilità dell'area in esame

Le rocce calcareo-dolomitiche, interessate da un tipo di permeabilità secondaria dovuta alla presenza di fratturazione, piani di stratificazione e condotti carsici, presentano un grado di permeabilità elevato (sebbene variabile in funzione dello stato di fratturazione e carsismo).

I terreni permeabili per porosità d'interstizi rappresentati dai termini calcarenitici e sabbiosi presentano un grado di permeabilità medio-alto.

I terreni praticamente impermeabili sono costituiti dalle argille grigio azzurre, che si caratterizzano da valori del coefficiente di permeabilità inferiori a 10-11 m/s. Solo limitatamente ai livelli superiori, laddove risulta maggiore la frazione sabbiosa, la permeabilità può risultare superiore, sebbene sempre assai bassa.

Dal punto di vista idrogeologico l'area in esame è caratterizzata dalla presenza di due sistemi acquiferi. Il primo, denominato "acquifero di base", costituisce l'unità idrogeologica delle Murge e risulta essere ubicato in corrispondenza dei calcari cretacei. Il secondo, denominato "acquifero superiore", risulta essere ubicato in corrispondenza dei depositi calcarenitico-sabbiosi.

L'"acquifero di base", altamente permeabile in quanto intensamente fratturato ed interessato da fenomeni carsici, è sede di una estesa falda che risulta essere sostenuta dall'acqua marina di invasione continentale. L'eterogeneità del grado di fessurazione e/o carsificazione favorisce il frazionamento della falda stessa e quindi l'esistenza di livelli acquiferi in pressione. La presenza di questi ultimi è testimoniata da risalite significative del livello piezometrico nella zona collinare e di qualche metro nella fascia costiera. Il carico idraulico risulta quindi essere più elevato nelle zone più interne rispetto alle zone costiere, dove comunque si registrano valori di qualche decina di metri.

A causa dell'intenso sfruttamento, testimoniato dalla presenza dei numerosi pozzi scavati sia per scopi civili che soprattutto irrigui, tale acquifero è soggetto a ingressione di acque salate.

In linea di massima si individua un generale deflusso della falda verso la costa adriatica con altezze piezometriche variabili da circa 50 m s.l.m. (nei pressi di monte di Fasano e del centro abitato di Ceglie Massapica) fino a pochi m s.l.m. in prossimità della costa stessa.

L'"acquifero superiore" costituisce l'unità idrogeologica della falda superficiale brindisina caratteristica dell'area in esame. La falda superficiale, delimitata inferiormente dalle argille grigio-azzurre pleistoceniche, presenta spessori generalmente variabili tra i 15 e i 20 m ed è caratterizzata da valori di soggiacenza piuttosto modesti (ove presente si rinviene di norma a pochi metri dal piano campagna).

Va sottolineato che, pur essendo la sua portata piuttosto limitata, ad essa attingono numerosi pozzi per uso agricolo e domestico. Inoltre, si vuole ricordare che la falda superficiale riveste una notevole importanza per l'economia locale, soprattutto nella fascia costiera dove risulta tuttavia anch'essa fortemente contaminata dall'acqua marina.

In generale il deflusso delle acque sotterranee avviene in direzione NE con gradienti variabili tra lo 0.2 e lo 0.8%.

Assetto locale

Per quanto riguarda il regime di falda nell'area della centrale occorre notare che nella zona in questione sono presenti due distinte falde, una superficiale ed una profonda:

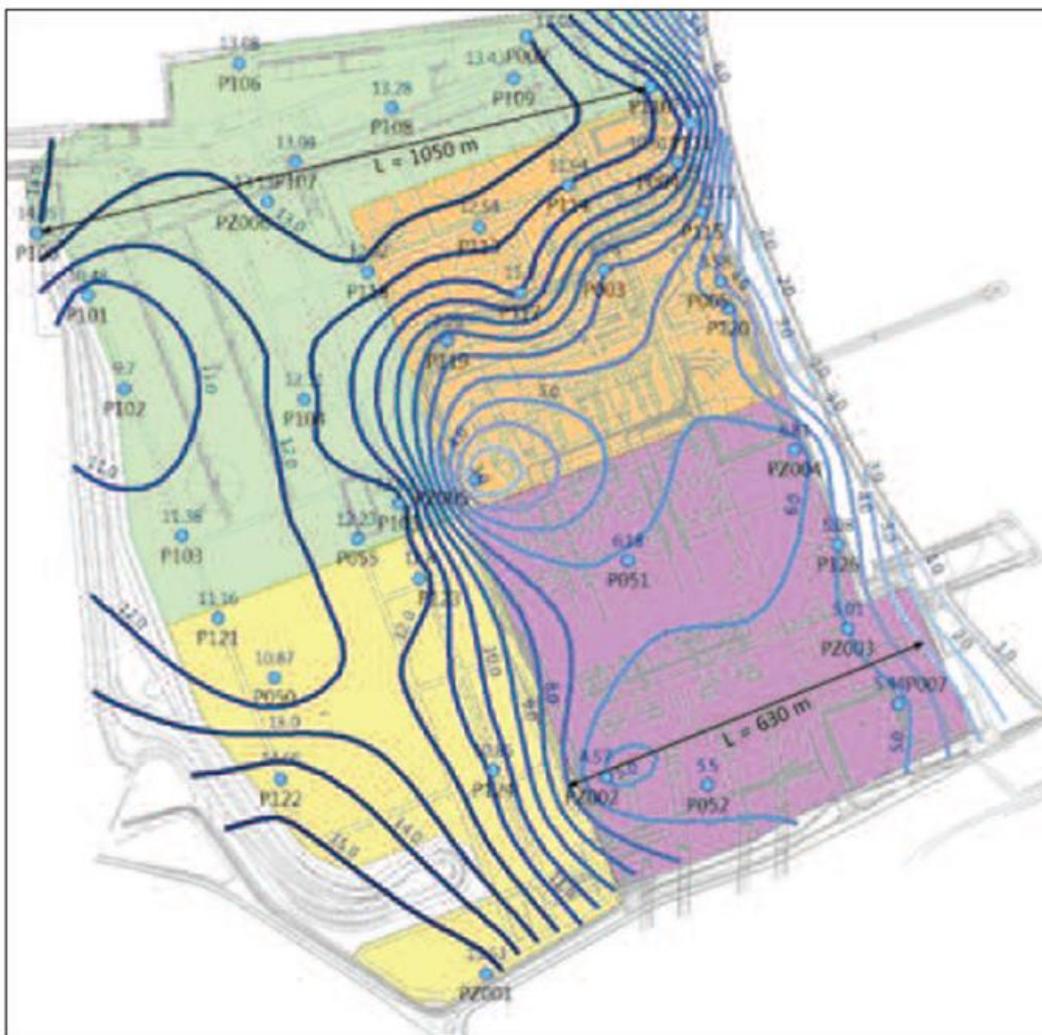
- la **prima falda**, presente nella formazione sabbiosa è freatica con pelo libero posizionato a quote variabili in relazione alla stagionalità, che possono raggiungere anche valori prossimi al piano campagna in occasione di eventi meteorici particolarmente intensi. Tale falda viene "sostenuta" dai limi sabbiosi argillosi, da considerarsi praticamente impermeabile e con caratteristiche quindi di "acquiclude";
- la **seconda falda**, si ritiene sia quella che domina il regime delle tensioni efficaci nelle formazioni sottostanti, ed è posizionata con un livello piezometrico che raggiunge la quota di circa pari alla +2 m s.l.m. (circa 14÷15 m da p.c.), ed è quindi ragionevolmente di poco superiore al livello mare, che è distante poco più di un centinaio di metri dall'area in questione.

Durante le indagini svolte negli anni passati per conto di Enel, nell'area di Brindisi Sud è stata intercettata la falda freatica superficiale contenuta nella litozona sabbioso limosa, presente tra circa 1,0-2,0 m e 10,0-11,0 m dal piano campagna; la falda risulta, come detto, limitata inferiormente dal un livello di argille grigio azzurre, che ne costituisce il letto impermeabile di base.

Le misure di soggiacenza, effettuate durante le attività di caratterizzazione dato che la centrale si colloca nel SIN di Brindisi (si veda §4.3.1.6), sono state interpolate per ricostruire la superficie piezometrica. Le linee isopiezometriche ottenute indicano una direzione di flusso verso il Mare Adriatico, che costituisce il recapito della falda (da Ovest a Est), con gradiente irregolare in corrispondenza delle brusche variazioni di quota. La soggiacenza della falda varia sull'intero sito tra 0,7 m da p.c. e 7,2 m da p.c.

La falda presenta un andamento correlabile con il substrato argilloso su cui poggia. La direzione prevalente è verso il litorale, con gradiente irregolare in corrispondenza delle brusche variazioni di quota che caratterizzano il sedime d'impianto.

Nella Figura seguente si riporta la ricostruzione dell'andamento della superficie piezometrica presso il sito di centrale.



Fonte dati: Progetto di realizzazione delle vasche acque meteoriche di dilavamento e prima pioggia: Analisi di Rischio sanitario per la salute dei lavoratori potenzialmente esposti durante lavorazioni – Area Brindisi Sud. – CESI, marzo 2018

Figura 4.3.11 – Piezometria nell'area della centrale

Nella Tabella seguente si riportano le misure di soggiacenza eseguite a febbraio 2018 nei piezometri della rete di monitoraggio presenti nel sedime della centrale.

Tabella 4.3.1 – Misure di soggiacenza della falda (febbraio 2018).

Piezometro	Soggiacenza
	[m da p.c.]
P001	2,76
P004	5,25
P108	3,02
P109	2,84
P111	5,53
P115	1,25
P116	2,37
P119	0,76
P123	2,80
P124	5,48
P126	2,48

4.3.1.6 Qualità dei suoli

La Centrale Termoelettrica Enel "Federico II" di Brindisi Sud è inserita nel programma nazionale di bonifica e ripristino ambientale dei siti inquinati, soggetti ad interventi di interesse nazionale, mediante la Legge n° 426 del 9 dicembre 1998 e ricade all'interno del sito di interesse nazionale di Brindisi, come risulta dalla perimetrazione specificata nel Decreto del Ministero dell'Ambiente del 10 gennaio 2000.



Figura 4.3.12 – Perimetrazione del SIN di Brindisi

Enel ha quindi presentato un Piano di Caratterizzazione che dettaglia le indagini da mettere in atto per definire tipo, grado ed estensione dell'eventuale inquinamento presente presso il sito.

Le attività previste dal piano di caratterizzazione del sito e le successive attività integrative definite a seguito dei risultati del piano, sono state svolte da Enel nel periodo 2003 – 2008; ai fini della suddetta caratterizzazione ambientale, il sito di centrale è stato suddiviso in 4 sub-aree, denominate E, F, G e H.

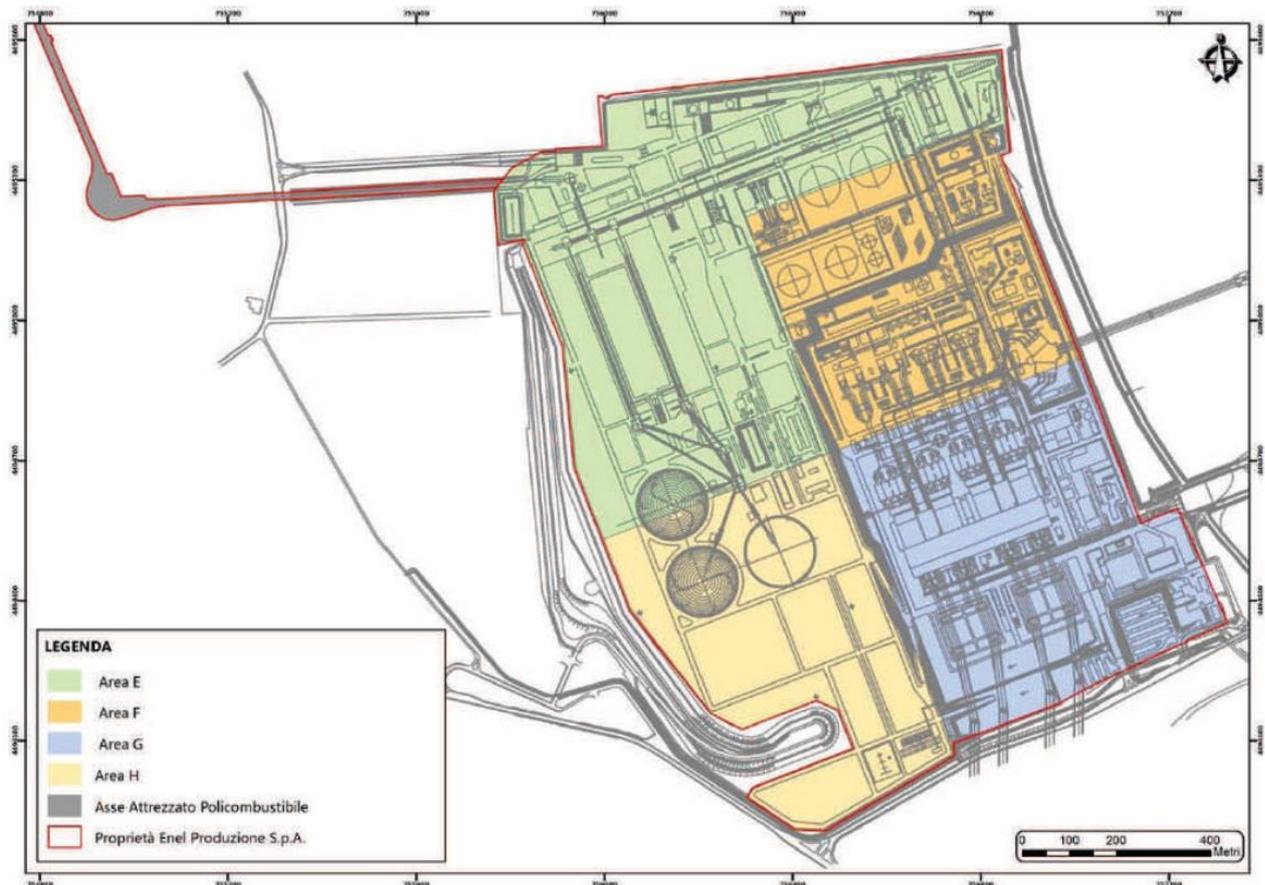


Figura 4.3.13 – Suddivisione del sito di centrale in sub-aree

In particolare, nelle Aree F e H, le indagini realizzate non hanno evidenziato superamenti delle CSC, per siti ad uso industriale/commerciale (Tab. 1, Col. B, All. 5, Tit. V, Parte Quarta del D.lgs. 152/06). Pertanto, tali aree sono state restituite agli usi legittimi. In particolare, l'Area F è stata restituita agli usi legittimi in sede di CdS decisoria del 2 marzo 2007 (Decreto Direttoriale del 14 maggio 2007, prot. n. 11807/QdV/DI/IX). Mentre l'Area H è stata restituita agli usi legittimi in sede di CdS decisoria del 15/11/2010.

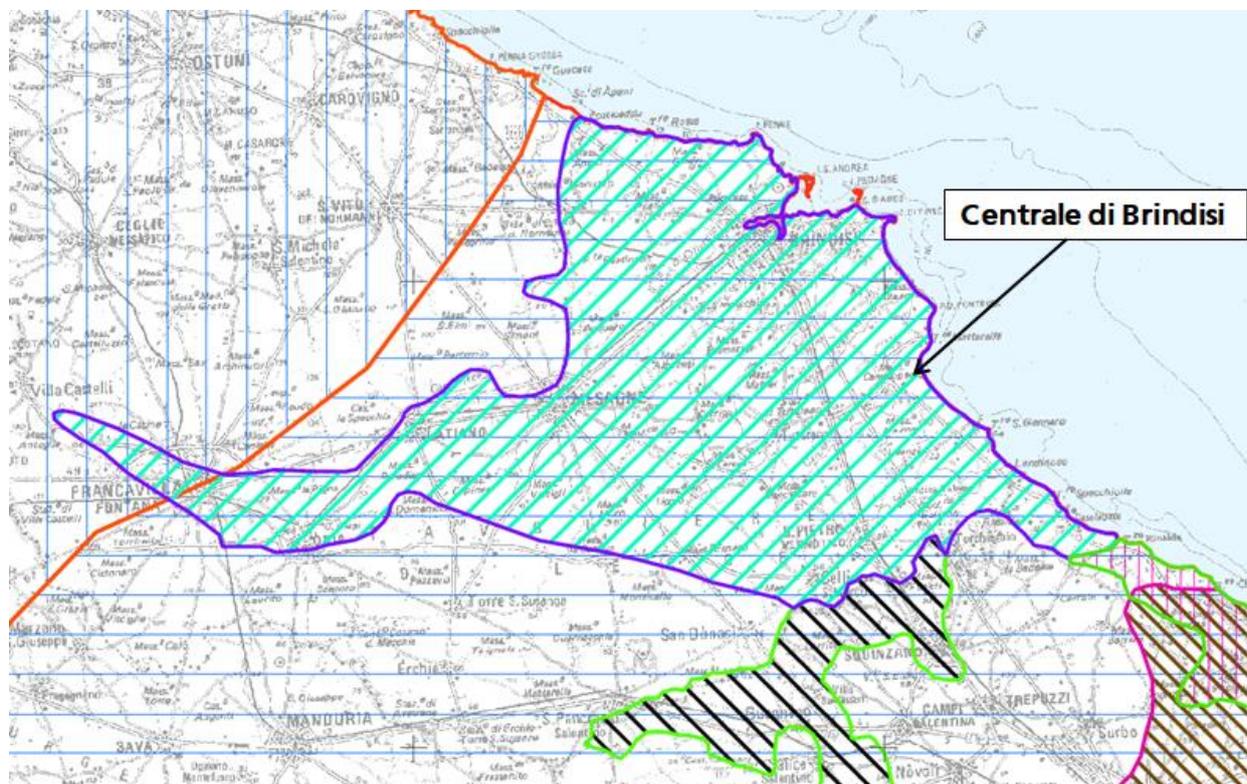
Nelle Aree E e G, le indagini complessivamente eseguite in sito, hanno evidenziato superamenti delle CSC, per siti ad uso industriale/commerciale (Tab. 1, Col. B, All. 5, Tit. V, Parte Quarta del D.lgs. 152/06), relativamente ai seguenti parametri: Arsenico, Zinco, Antimonio, Mercurio, Selenio e C>12.

A seguito della caratterizzazione è stato presentato un progetto di bonifica dei suoli che prevedeva attività di scavo e smaltimento per la contaminazione da metalli e idrocarburi in alcuni punti dell'Area E e G ed un'Analisi di Rischio sanitario-ambientale (AdR) per la contaminazione da Arsenico nei suoli profondi dell'Area E. Il progetto complessivo

dell'AdR è stato autorizzato con D.M. 5035 del 05/06/2014 e l'avvenuta bonifica è stata certificata dalla Provincia con provvedimento n.10 del 27/01/2015. In sede di CdS del 21/09/2015 il MATTM ha preso atto della certificazione di avvenuta bonifica della Provincia ed ha concluso il procedimento per la matrice suolo ai sensi dell'art. 242 del D.Lgs. 152/06. Come indicato nel D.M. suddetto permangono nell'Area E delle limitazioni d'uso in considerazione del fatto che permane una contaminazione da Arsenico nel suolo profondo.

4.3.1.7 Qualità delle acque sotterranee

Dal punto di vista dei corpi idrici sotterranei, l'area interessata dagli interventi ricade nell'acquifero poroso dell'area brindisina, ricompreso nel più ampio acquifero carsico fessurato del Salento (cfr. stralcio cartografico successivo, Figura 2.4.11).



Legenda

ACQUIFERI CARSICI E FESSURATI

-  ACQUIFERO DELLA MURGIA
-  ACQUIFERO DEL SALENTO

ACQUIFERI POROSI

-  ACQUIFERO DELL'AREA BRINDISINA

Figura 4.3.14 – Campi di esistenza dei corpi idrici sotterranei - PTA

Per la definizione della qualità delle acque sotterranee il D.Lgs. 152/2006 prevede l'attribuzione agli acquiferi o a settori di essi di una "classe chimica" in funzione dei risultati del monitoraggio periodico di una serie di parametri chimici e chimico-fisici. Il suddetto decreto legislativo prevede 5 classi chimiche di seguito rappresentate.

Tabella 4.3.2 – Classificazione dello stato chimico delle acque sotterranee

CLASSE 1	Impatto antropico nullo o trascurabile con pregiate caratteristiche idrochimiche
CLASSE 2	Impatto antropico ridotto e sostenibile nel lungo periodo e con buone caratteristiche idrochimiche.
CLASSE 3	Impatto antropico significativo con caratteristiche idrochimiche generalmente buone ma con segnali di compromissione.
CLASSE 4	Impatto antropico rilevante con caratteristiche idrochimiche scadenti
CLASSE 0	Impatto antropico nullo o trascurabile ma con particolari facies idrochimiche naturali con concentrazioni al di sopra dei valori della classe 3.

La classificazione contenuta nel PTA degli acquiferi significativi è riportata di seguito.

Tabella 4.3.3 – Stato ambientale attuale degli Acquiferi significativi - PTA

CODIFICA	ACQUIFERI	SITUAZIONE ATTUALE	
		Stato qualitativo	Stato quantitativo
AC-0000-16-010	Acquifero del Gargano	Classe 4	Classe C
AC-0000-16-020	Alta Murgia	Classe 2	Classe C
	Murgia Tarantina	Classe 4	Classe C
	Murgia Nord ad alta concentrazione salina	Classe 4	Classe C
	Murgia Nord	Classe 2	Classe C
	Murgia Sud ad alta concentrazione salina	Classe 4	Classe C
	Murgia Sud	Classe 2	Classe C
AC-0000-16-030	Acquifero del Salento ad alta concentrazione salina	Classe 4	Classe C
	Acquifero del Salento a bassa concentrazione salina	Classe 4	Classe C
AS-0000-16-040	Acquifero del Tavoliere	Classe 4	Classe C
AS-I015-16-180	Acquifero alluvionale della bassa valle del Fortore	Classe 4	Classe C
AS-I020-16-190	Acquifero alluvionale della bassa valle dell'Ofanto	Classe 4	Classe C
AS-000016-083	Acquifero dell'Arco Ionico Tarantino Occidentale	Classe 4	Classe C

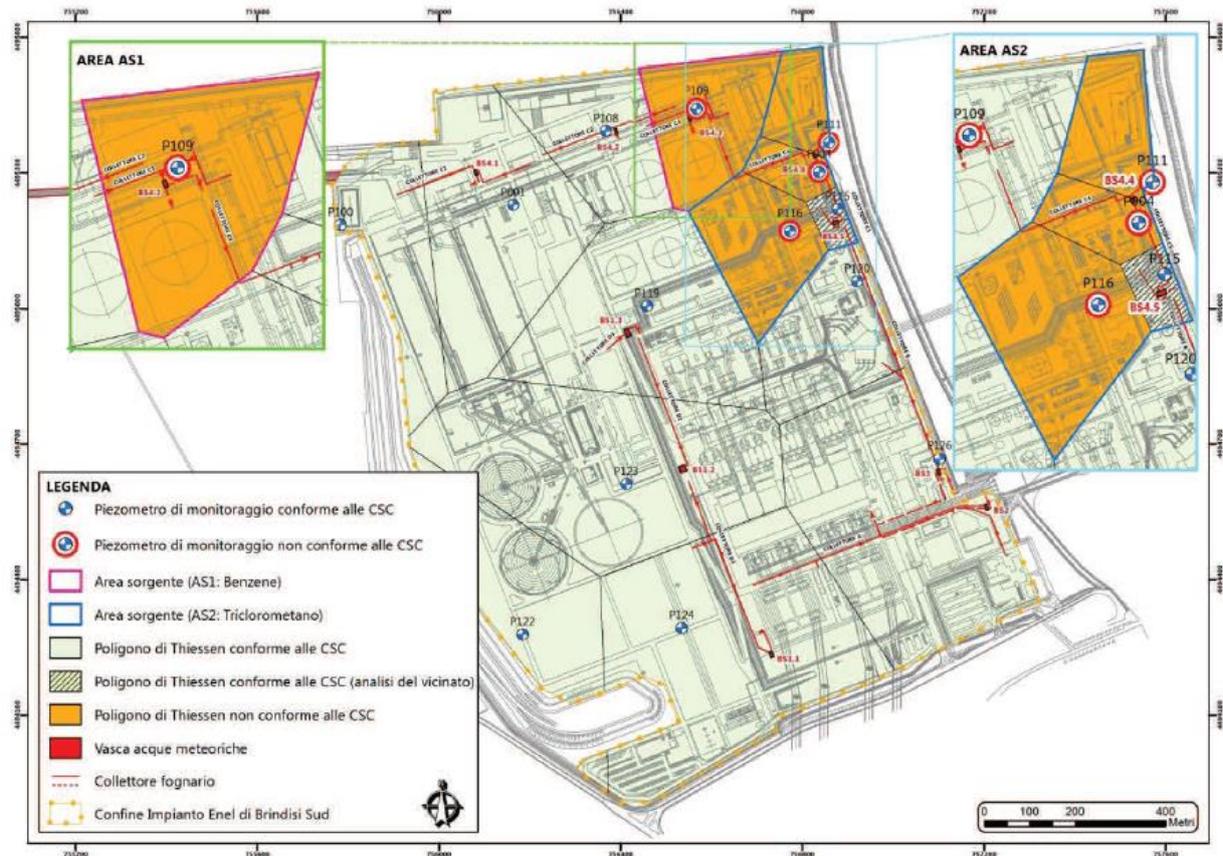
Considerando la distribuzione a livello di singolo parametro, la situazione può apparire più diversificata. Infatti, considerando gli acquiferi più significativi, ovvero quelli nei quali è stata effettuata l'analisi per un elevato numero di pozzi (Gargano, Murgia, Salento, Tavoliere, Arco Jonico) si evidenzia, in particolare, che:

- per la conducibilità mentre la situazione è abbastanza simile per Murgia, Salento, Tavoliere, Arco Jonico (ca. 70-80% in classe 2, il rimanente 20-30% in classe 4), per il Gargano il 55% dei valori si colloca in classe 4/0 e il 43% in classe 2; la classe 1 è rappresentata molto scarsamente;
- i cloruri risultano particolarmente incisivi nel Gargano (73% in classe 4/0 contro il 40-60% degli altri acquiferi, tra cui quello del Salento in cui ricadono gli interventi; la classe 1 è rappresentata in modo significativo solo nella Murgia (13%);
- la distribuzione dei solfati risulta piuttosto eterogenea con agli estremi la Murgia in cui la quasi totalità dei campioni è distribuita in modo pressoché equivalente nelle prime 2 classi, l'Arco Jonico in cui quasi la metà si colloca in classe 4/0;
- riguardo ai nitrati, l'impatto risulta notevole per Arco Jonico e Tavoliere (80% ed oltre per classe 3 e 4/0), molto minore per Salento, Gargano e Murgia (30-40%);
- la presenza del ferro è rilevante (40-60% in classe 4/0) in Gargano, Murgia, Salento e Tavoliere.

Assetto locale

Nell'ambito delle attività di caratterizzazione e bonifica del SIN di Brindisi, di cui si è parlato nel paragrafo precedente, per quanto riguarda le acque di falda, i risultati delle indagini di caratterizzazione hanno evidenziato superamenti di metalli e/o anioni in concentrazione superiore alle CSC previste dal D.Lgs. 152/06. Come già riportato, per questa problematica Enel ha sottoscritto in data 04/08/2010 un atto transattivo con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di adesione all'accordo di programma del SIN di Brindisi per la definizione degli interventi di Messa in sicurezza e bonifica della falda. Proseguono i monitoraggi a monte e valle del sito rispetto alla direzione del flusso di falda così come prescritto dal Decreto AIA, in 8 piezometri della rete di monitoraggio relativa alle aree di Brindisi Nord, Asse attrezzato e Brindisi Sud.

Nell'ambito dell'Analisi di Rischio condotta per il progetto di realizzazione delle vasche acque meteoriche di dilavamento e prima pioggia, al fine di ottenere un quadro analitico aggiornato sullo stato qualitativo delle acque sotterranee, nel Febbraio 2018 Enel ha provveduto ad effettuare un monitoraggio delle acque di falda in corrispondenza dei piezometri come riportati nella seguente figura, a cui sono stati aggiunti una serie di piezometri distribuiti a monte e valle idrogeologico rispetto al sedime d'impianto.



Fonte dati: Progetto di realizzazione delle vasche acque meteoriche di dilavamento e prima pioggia: Analisi di Rischio sanitario per la salute dei lavoratori potenzialmente esposti durante lavorazioni – Area Brindisi Sud. – CESI, marzo 2018

Figura 4.3.15 – Ubicazione dei piezometri utilizzati per il monitoraggio del febbraio 2018

Nell'ambito della campagna di monitoraggio di febbraio 2018, è stata riscontrata una contaminazione a carico delle acque di falda, caratterizzata dai superamenti delle CSC per i seguenti parametri:

- Benzene in n. 1 piezometro (P109);
- Triclorometano in n. 3 piezometri (P004, P111 e P116).

Nella tabella seguente si riportano i superamenti delle CSC di riferimento per i suddetti parametri.

Tabella 4.3.4 – Sintesi dei superamenti delle CSC nelle acque sotterranee (Febbraio 2018)

Sigla piezometro	Triclorometano	Benzene
<i>CSC DLgs 152/2006</i>	(µg/l)	(µg/l)
	0,15	1
Febbraio 2018		
P04	2,03	---
P109	---	1,9
P111	0,17	---
P116	1,38	---

4.3.2 Stima degli impatti potenziali

Gli impatti sul suolo e sottosuolo potenzialmente determinati dalla realizzazione delle opere in progetto, sono riconducibili sostanzialmente a:

- movimento terre con la conseguente gestione delle terre e rocce da scavo;
- occupazione e consumo di suolo sia in fase di cantiere che di esercizio (opere realizzate);
- Potenziale interferenza con le acque di falda sia in fase di cantiere che di esercizio;
- Potenziale contaminazione del suolo e delle acque di falda per sversamenti accidentali.

4.3.2.1 Impatti in fase di cantiere

4.3.2.1.1 Volumi di scavo e materiali di risulta

I movimenti terra previsti sono ascrivibili per lo più a scavi di sbancamento, dove per scavi di sbancamento, in sezioni ampie, s'intendono quelli occorrenti sia per lo spianamento e la sistemazione del terreno, secondo determinate sagome su cui dovranno sorgere costruzioni, sia per la formazione di piazzali, trincee stradali, ecc.. Rientrano in tale categoria anche gli scoticamenti di terreno vegetale e/o di materiale di riporto.

L'intervento in progetto prevede diverse fasi di sviluppo che nella configurazione futura prevede la completa sostituzione delle unità a carbone con due turbogas con relative caldaie a recupero e turbine a vapore.

Le principali attività di cantiere civile consistono sostanzialmente in demolizioni e opere di nuova realizzazione. Per quanto riguarda le demolizioni, le attività possono essere riassunte in:

- demolizione dell'esistente (elevazioni e fondazioni);
- movimentazione e smaltimento del materiale demolito.

Il progetto si colloca nell'ambito di un'area compresa nel Sito di Bonifica di Interesse Nazionale (SIN) di Brindisi; per quanto concerne il sito di centrale, il progetto di bonifica comprensivo dell'AdR è stato autorizzato con DM 5035 del 5/06/2014 e l'avvenuta bonifica è stata certificata dalla Provincia con provvedimento n.10 del 27/01/2015.

Come indicato nel DM 5035 del 5/06/2014 permangono **nell'area E** (vedi Figura 4.3.13) delle limitazioni d'uso in considerazione del fatto che rimane una contaminazione da arsenico nel suolo profondo. Pertanto, qualsiasi intervento che preveda attività di scavo nell'area E che possano modificare i parametri ambientali e/o lo scenario di esposizione dell'AdR già approvata, deve essere soggetto ad una rielaborazione dell'AdR sanitario ambientale, come richiesto anche dal PTCP.

A tal proposito si specifica che il nuovo progetto si sviluppa quasi completamente **nell'area G** (vedi Figura 4.3.13), mentre nell'area E è previsto solo un piccolo intervento per la realizzazione della stazione di trattamento gas naturale (posto nell'angolo Nord-Ovest, del sedime, così come evidenziato nella seguente Figura 4.3.16). In questo caso è previsto uno scavo di profondità massima pari a 5,00 m per la posa delle fondazioni. Pertanto che per le lavorazioni che si svolgeranno in tale zona dovranno essere cautelativamente adottate tutte le misure necessarie per premettere lo svolgimento delle attività in sicurezza, ai sensi del D.Lgs. 81/2008. Inoltre, a valle della realizzazione delle opere in progetto si prevede il ripristino del modello concettuale elaborato per il sito, così come riportato nell'Analisi di Rischio approvata con il Decreto sopracitato.

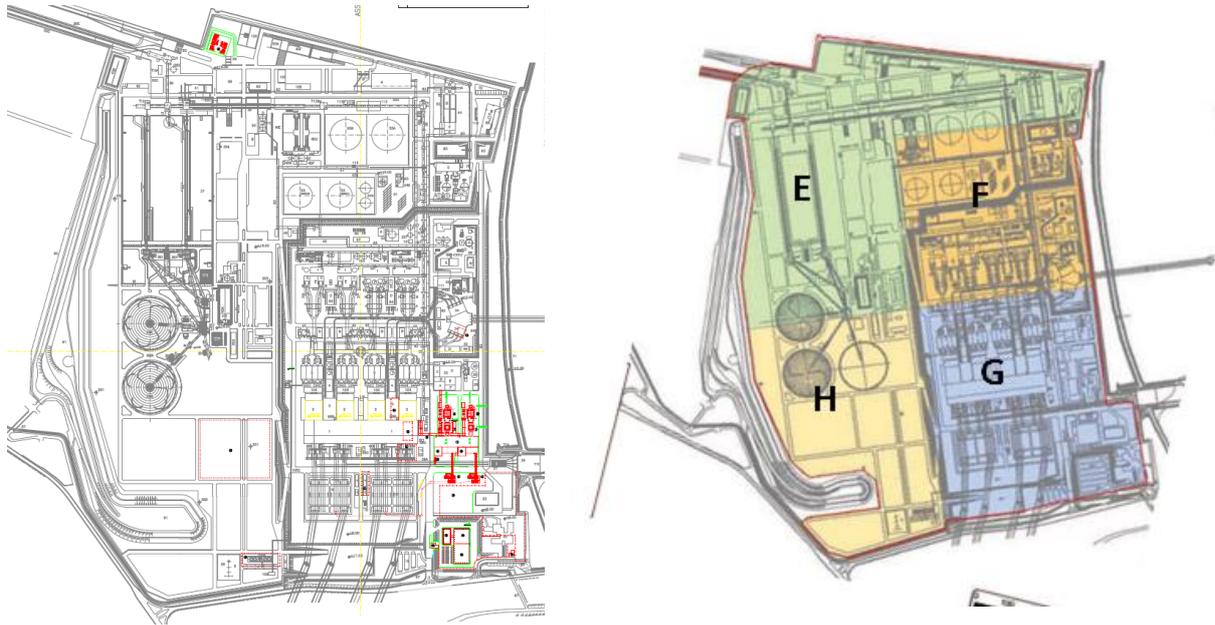


Figura 4.3.16 – Comparazione tra le aree di sviluppo del progetto e la suddivisione in aree del sito di Centrale

La gestione delle terre e delle rocce scavate per la realizzazione degli interventi in progetto, delle quali è previsto di massimizzarne il riutilizzo, è sottoposta ai limiti e alle modalità previste dal D.P.R. 120/17 per le aree comprese nei Siti di Bonifica d'Interesse Nazionale (SIN).

Per gli impianti in progetto, le terre e rocce di risulta proverranno principalmente dalle operazioni di scavo legate a:

- preparazione delle aree di cantiere (scotico, sbancamento, livellamento e realizzazione sottoservizi);
- esecuzione delle opere di fondazione.

Lo svolgimento delle operazioni prevede che sia preliminarmente effettuata la preparazione dell'area di intervento, che consiste nel livellamento dell'area di impianto.

In linea generale, si ipotizza ragionevolmente per i nuovi TG e per gli ausiliari fondazioni di tipo profondo e consisteranno in plinti di dimensioni variabili in pianta, collegate fra loro da travi rovesce. Il progetto prevede una quota massima di scavo di circa 5 metri per la realizzazione delle fondazioni dirette e delle altre strutture interrato.

Inoltre, sono previsti scavi per la realizzazione di una nuova rete di acque bianche (acqua piovana su strade e piazzali), che verrà convogliata in una vasca di prima pioggia da realizzare in prossimità dell'edificio TG; questa vasca sarà collegata all'impianto ITAR esistente; sono previste nuove reti di acque oleose e acide che verranno convogliate all'impianto di trattamento esistente.

Per la realizzazione degli interventi in progetto nel sito di Centrale è prevista una quantità massima di terre movimentate pari a circa 60.000 m³, con una profondità massima di scavo pari a 5 m, di cui circa 11.000 m³ saranno usati per rinterri.

Durante la realizzazione delle opere, il criterio di gestione del materiale scavato prevede il suo deposito in attesa di riutilizzo, all'interno dello stesso sito di produzione (ai sensi dell'art. 185, comma 1, lettera c) del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii. e dall'art. 24 del D.P.R. 120/2017), previo accertamento, durante la fase esecutiva, dell'idoneità di detto materiale per il riutilizzo in sito.

Le operazioni di scavo e l'abbancamento dei terreni saranno eseguiti mantenendo la seguente successione stratigrafica: al fondo del deposito i terreni superficiali, al top i terreni prelevati dal fondo scavo. In tal modo, nel rispetto delle condizioni di riutilizzo in sito del terreno movimentato di seguito elencate, si procederà garantendo il ripristino dell'originaria sequenza stratigrafica.

Le ipotesi progettuali per la gestione delle terre e rocce da scavo prodotte nell'ambito della realizzazione delle opere in progetto prevedono che una quota parte delle terre prodotte sia riutilizzata in sito per:

- il riempimento degli scavi a seguito realizzazione delle nuove infrastrutture e parti di impianto;
- la sistemazione morfologica delle pendenze per il convogliamento delle acque piovane dei piazzali

In particolare, poiché la specifica destinazioni d'uso dell'area d'intervento è di tipo industriale e in funzione dei risultati analitici che si otterranno a seguito dell'esecuzione delle specifiche indagini, è possibile configurare n. 2 diverse ipotesi di gestione, come di seguito specificato:

a) Conformità ai limiti di cui alla colonna B, tabella 1 allegato 5, al titolo V, parte Quarta del d.lgs. 152/06 e ss.mm.ii.

In caso di conformità dei terreni indagati alle CSC di colonna B essi potranno essere riutilizzati in sito. Nell'eventuale presenza di matrici materiali di riporto, ossia quelle matrici costituite da una miscela eterogenea di materiale di origine antropica quali residui e scarti di produzione e di consumo frammisti a terreno (così come definiti dal DL 25 gennaio 2012, n.2 convertito con modificazioni dalla legge n.28 del 24/03/2012) e nei limiti di cui all'articolo 4 comma 3 del DPR 120/2012, dovrà essere effettuato il test di cessione e verificata la conformità rispetto ai limiti previsti dalle CSC per le acque sotterranee.

Le matrici materiali di riporto che non saranno conformi al test di cessione saranno considerate fonti di contaminazione e come tali saranno gestite, in conformità anche a

quanto specificato nella Circolare n.prot.15786 del Ministero dell'Ambiente del 10 novembre 2017.

b) Non conformità ai limiti di cui alla colonna B

Nei casi in cui è rilevato il superamento di uno o più limiti di cui alla colonna B (Tabella 1, Allegato 5, al Titolo V, Parte Quarta del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.) e non risulti possibile dimostrare che le concentrazioni misurate siano relative a valori di fondo naturale secondo art. 11 del D.P.R. 120/2017, il materiale da scavo non potrà essere riutilizzato e pertanto verrà gestito conformemente alla normativa vigente in tema di bonifica.

Se necessario, il riempimento delle aree di scavo dovrà essere effettuato con materiali inerti certificati, attestanti l'idoneità (per qualità, natura, composizione, ecc.) degli stessi al ripristino dello scavo.

Il materiale generato dalle attività di scavo qualitativamente non idoneo per il riutilizzo deve essere gestito come rifiuto in conformità alla Parte IV - D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii. e destinato ad idonei impianti di recupero/smaltimento, privilegiando le attività di recupero allo smaltimento finale.

Quindi, di tutto il terreno scavato, quello che non verrà riutilizzato perché:

- avente caratteristiche geotecniche tali da non consentirne il riutilizzo,
- in quantità eccedente a quella destinabile al riutilizzo,

dovrà essere conferito in idoneo impianto di trattamento o recupero o, in ultima analisi, smaltito in discarica.

Per il terreno che costituisce rifiuto va privilegiato il conferimento in idonei Impianti di Trattamento o Recupero (con conseguente minore impatto ambientale e minori costi di gestione).

Le specifiche indicazioni contenute nel " Piano preliminare di utilizzo in sito delle terre e rocce da scavo escluse dalla disciplina dei rifiuti (ai sensi dell'art. 24 del D.P.R. 120/2017)" allegato al progetto, per le modalità di gestione delle terre e rocce da scavo (Rapporto CESI B8016961), al quale si rimanda per i dettagli in merito non esposti nel presente paragrafo, garantiscono la minimizzazione degli impatti potenziali connessi a all'azione di progetto di movimentazione terre.

Gli interventi di demolizione coinvolgeranno le seguenti quantità di materiali:

- Edifici esistenti – Volumi totali fuori terra (vuoto per pieno): 91.000 m³
- Murature, tramezzi, coperture, pavimentazioni: 11.000 m³
- Demolizione Calcestruzzi Strutturali: 3.000 m³
- Carpenterie Metalliche: 1300 t

In relazione alle quantità dei materiali risultanti dalle demolizioni si precisa quanto segue:

- I calcestruzzi provengono per la maggior parte dalle strutture dei piani interrati/seminterrati degli edifici da demolire.
- La demolizione delle strutture/piani interrati, di cui al precedente punto, sarà valutata con maggior precisione in una fase successiva del progetto, ma si rende comunque necessaria per le interferenze con le fondazioni superficiali/profonde delle nuove opere. Tale fase di demolizione comporta a sua volta una fase successiva di riempimento per circa 11.000 m³.
- Il quantitativo di carpenterie metalliche indicato è al netto delle demolizioni/smontaggi da eseguire in Sala Macchine.

I rifiuti prodotti durante la fase di cantiere potranno appartenere ai capitoli 15 ("Rifiuti di imballaggio, assorbenti, stracci, materiali filtranti e indumenti protettivi"), 17 ("Rifiuti delle operazioni di costruzione e demolizione") e 20 ("Rifiuti urbani (rifiuti domestici e assimilabili prodotti da attività commerciali e industriali nonché dalle istituzioni) inclusi i rifiuti della raccolta differenziata") dell'elenco dei CER, di cui all'allegato D alla parte IV del D.Lgs. 152/06 e s.m.i.

4.3.2.1.2 Occupazione di suolo per la fase di cantiere

L'area che si rende necessaria per le attività di realizzazione di un singolo CCGT da 840 MW_e è stimabile in circa 25.000 m², da utilizzare per gli uffici Enel & Contractor di costruzione / *commissioning* (7000 m² previsti) e per lo stoccaggio dei materiali (18.000 m² previsti), come indicato in Figura 3.4.1. Nel caso di due unità si possono fare sinergie mantenendo la stessa area uffici.

All'interno dell'impianto di Brindisi l'area logistica di cantiere potrà essere allestita nella porzione di terreno indicata in colore blu nella Figura 3.4.1. tale area, avente una estensione di circa 24.000 m², potrà idoneamente essere utilizzata durante la realizzazione della prima unità.

Per la realizzazione della seconda unità, qualora si riscontrasse la necessità di allestire ulteriori aree di cantiere (essenzialmente come aree di stoccaggio temporaneo e prefabbricazione), queste potranno essere recuperate allestendo anche altre aree limitrofe attualmente libere in area domes.

Si ricorda che il criterio di gestione del materiale scavato, di cui si è parlato in precedenza, prevede il suo deposito all'interno del sito. Per evitare la dispersione di polveri i cumuli di terre saranno bagnati o coperti nell'ambito delle usuali operazioni di contenimento della polverosità dei piazzali e delle strade di cantiere.

In ogni caso tutte le aree sopra menzionate saranno occupate temporaneamente dalle attività di cantiere per la realizzazione delle opere in progetto e si collocano per lo più

internamente al sedime della centrale, o comunque in aree libere limitrofe al sedime stesso. Concluso il cantiere, saranno smantellate tutte le opere provvisoriale e le aree utilizzate saranno ripristinate nella situazione ante-operam.

4.3.2.1.3 Potenziale contaminazione del suolo e delle acque sotterranee in fase di cantiere

La realizzazione delle nuove opere prevede scavi e movimentazione terre con potenziale rischio di inquinamento della matrice suolo e acque sotterranee. In fase di cantiere saranno comunque predisposte tutte le modalità operative previste atte a minimizzare il rischio di eventuali incidenti (intesi come sversamenti accidentali).

Si ricorda poi che tutte le aree di deposito e lavorazione saranno impermeabilizzate e i reflui saranno gestiti in modo da non interferire con le matrici acque e suolo/sottosuolo.

Si ritiene che detto impatto potenziale sia basso e comunque a carattere strettamente locale e temporaneo.

4.3.2.1.4 Interferenza con la falda idrica in fase di scavo e realizzazione delle opere

Le opere in progetto potrebbero interferire con la falda sotterranea durante le fasi di scavo per la messa in opera delle opere in progetto.

Gli scavi, si ricorda, sono previsti fino a una profondità massima di 5 m da p.c. A quella quota, secondo la caratterizzazione fornita nel § 4.3.1.5, potrebbe rilevarsi una falda superficiale, la cui soggiacenza varia sull'intero sito tra 0,7 m da p.c. e 7,2 m da p.c.

Si tratta di una falda fortemente influenzata dalle trasformazioni antropiche dell'area di imposta della centrale, anche se il suo andamento prevalente rimane sempre dall'entroterra verso il mare.

Le nuove unità saranno collocate a quote di circa 8 m s.l.m. per cui, nonostante gli scavi previsti fino a 5 m dal p.c., non dovrebbero esserci interazioni con la falda; tuttavia è opportuno prevedere la possibilità che durante gli scavi vi siano venute d'acqua; in tal caso si dovrà provvedere ad allontanarle tramite l'ausilio di appositi sistemi di drenaggio. Durante l'esecuzione dei lavori, le acque di falda presenti negli scavi saranno evacuate a mezzo di pompe ed accumulate in serbatoi provvisori in vetroresina posti a bordo scavo; da qui le acque saranno convogliate ad un serbatoio di raccolta esistente per essere poi riutilizzate nel ciclo tecnologico di centrale. Qualora le acque di aggotamento risultassero salmastre e quindi non riutilizzabili in centrale, saranno gestite come rifiuto o previa specifica autorizzazione scaricate in mare.

4.3.2.2 *Impatti in fase di esercizio*

4.3.2.2.1 Occupazione di suolo

La presenza fisica dell'impianto determinerà un'occupazione di suolo a lungo termine. Si sottolinea, comunque, che gli interventi in progetto riguardano esclusivamente aree interne al perimetro esistente.

Il progetto andrà a sostituire edifici attualmente destinati ad uso tecnologico ed industriale, pertanto non è previsto un cambio di destinazione d'uso dei luoghi.

In tal senso, quindi, l'impatto complessivo dell'opera risulta essere sostanzialmente nullo.

4.3.2.2.2 Stabilità dei terreni

Come evidenziato nella caratterizzazione dell'area (§ 4.3.1.2) la stratigrafia originale nell'area di centrale risulta profondamente alterata dall'intervento antropico. Infatti, il progetto del nuovo ciclo combinato andrà ad interessare un'area originariamente valliva, prodotta dall'erosione di due corsi d'acqua, fosso Cerano e Ceranino. L'area in oggetto, attualmente a quota + 8,00 s.l.m. (tranne la zona dei parcheggi depressa a quota +5,50 s.l.m.) è il risultato di ampi lavori di sbancamento delle superfici a quota maggiore e di colmata di quelle profondamente incise dai due corsi d'acqua. La colmata venne effettuata con terreno compattato, previa bonifica del terreno vegetale e successiva esecuzione di un riporto finale di sommità. Più in profondità si assiste invece ad un passaggio a sabbie limose e argille sabbiose, quindi limi calcarei e sabbie calcaree.

Di fronte a questa disomogeneità stratigrafica, che può portare a notevoli cedimenti differenziali delle opere, si consiglia l'esecuzione delle fondazioni principali con l'utilizzo di pali trivellati dia. 600 – 800 mm.

Viste le condizioni realizzative proposte si ritiene l'impatto relativo alla suddetta componente minimizzato e la stabilità delle opere garantita a livello progettuale.

4.3.2.2.3 Rischio sismico

Il sito della centrale Enel di Brindisi si colloca in Zona 4: sismicità bassa (PGA inferiore a 0,05 g). In ogni caso, la previsione di progetto per le fondazioni dei nuovi impianti tiene conto, secondo il CDU delle costruzioni, della sollecitazione sismica tipica dell'area, adottando i coefficienti sismici necessari, che in questo caso sono tipici di zone a bassa sismicità, alla progettazione delle strutture dell'impianto.

4.3.2.2.4 Potenziale contaminazione del suolo e delle acque sotterranee in fase di esercizio

L'inquinamento dei suoli e delle acque sotterranee potrebbe verificarsi all'interno del sedime dell'impianto; in particolare possono verificarsi:

- 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.

Lo sversamento accidentale dei vari materiali impiegati nell'esercizio dell'impianto pare poco probabile in quanto sono già adottate e continueranno ad esserlo semplici regole di gestione e controllo delle varie operazioni «a rischio»; in impianto, infatti, saranno previste le norme di sicurezza ambientale con procedure di pronto intervento in caso di fuoriuscita delle sostanze in terra (quali la delimitazione della zona interessata allo sversamento utilizzando sabbia o materiale inerte etc.).

Le aree di transito degli automezzi ed interne agli edifici sono comunque tutte pavimentate. La pavimentazione dei piazzali esterni e delle aree di movimentazione è provvista di asfaltatura e di reti di raccolta delle acque nere e delle acque meteoriche raccolte e adeguatamente gestite.

Sono già previsti e, continueranno ad esserlo anche per le nuove sezioni, controlli programmati di tenuta sui serbatoi, sui bacini di contenimento, sulle vasche e sulla pavimentazione, atti a verificare ed accertare lo stato di efficienza e manutenzione delle opere. In tal modo saranno minimizzati i potenziali impatti sulla matrice suolo e acque sotterranee.

4.3.2.2.5 Prelievi idrici

I fabbisogni idrici dell'impianto riguardano:

- il fabbisogno idrico industriale.
- il fabbisogno idrico potabile per usi civili;

La centrale, anche nel suo funzionamento futuro continuerà ad utilizzare l'acqua prelevata dal mare, l'acqua proveniente dai pozzi, dal consorzio ASI, dall'acquedotto e quella di recupero dai cicli produttivi.

Il prevalente prelievo di acqua ad uso industriale è quindi sostanzialmente previsto, come oggi, dal mare. Le acque prelevate dai pozzi sono da prevedersi per uso industriale (antincendio e per il raffreddamento delle tenute di alcune pompe).

Secondo il bilancio previsto dal progetto nella configurazione futura si prevede un emungimento in diminuzione rispetto allo stato attuale.

Per gli usi civili il prelievo avverrà sempre dall'acquedotto.

In generale, comunque, il nuovo ciclo combinato sarà progettato per minimizzare l'uso di acqua.

4.4 Biodiversità

4.4.1 Vegetazione e flora

4.4.1.1 Stato attuale della componente

La Centrale termoelettrica è ubicata sulla costa adriatica nel comune di Brindisi a circa 12 km a Sud dalla città, in località Tutturano. La centrale occupa nel suo complesso 295 ettari, in cui insistono, oltre alla centrale termoelettrica di Brindisi Sud, anche l'asse policombustibile attrezzato, struttura costituita da un nastrodotto lungo circa 13 km che collega l'area portuale di Brindisi con la Centrale "Federico II".

Il comune di Brindisi, ubicato nella provincia omonima, si trova nella parte nord orientale della pianura salentina, poco distante dalla città si trova la Riserva naturale statale Torre Guaceto. Il Mar Ionio si trova a 45 km in direzione ovest. Presenta una morfologia del territorio pianeggiante "Piana di Brindisi", con elevata vocazione agricola.

La Puglia presenta condizioni climatiche fortemente diversificate per la sua peculiare posizione geografica e per l'accentuata discontinuità territoriale.

Il versante adriatico risente marcatamente del clima continentale, determinato dai complessi montuosi del settore nord-orientale e dalle estese pianure dell'Est europeo, progressivamente attenuato verso sud per l'influenza del mediterraneo orientale.

La parte nord-occidentale è influenzata dal clima montano dell'Appennino campano-lucano contrastato a sud dal mar Jonio e dal Mediterraneo centrale.

Questa situazione determina un mosaico di climi, a cui corrisponde un complesso di fitocenosi a distribuzione e composizione floristica fortemente differenziate, ed è possibile riconoscere cinque aree climatiche omogenee, di varia ampiezza (Macchia et. al).

Una prima area climatica omogenea comprende la parte più elevata del promontorio del Gargano e del Preappennino Dauno e una piccola area presso Gravina di Puglia (BA) ove, per l'accentuata continentalità, si ha il dominio di boschi cerro (*Quercus cerris* L.) e, in peculiari situazioni topoclimatiche, a faggio (*Fagus sylvatica* L.).

Una seconda area climatica omogenea occupa tutta la parte nord-occidentale delle Murge, la pianura di Foggia sino al litorale adriatico settentrionale, i fianchi nord-orientali del Preappennino Dauno sino a quote comprese tra 500 e 600 m s.l.m., nonché le aree comprese tra le isoipse di 400 e 850 m s.l.m. del promontorio del Gargano. Tale zona, influenzata dal settore geografico nord-orientale e dalla vicina catena appenninica, presenta anch'essa una spiccata continentalità con una vegetazione mesofila sub-montana, dominata da cenosi a roverella (*Quercus pubescens* Willd.). Nell'ambito di questa area climatica i territori

caratterizzati da elevata aridità estiva ospitano praterie xeriche popolate da *Stipa austroitalica Martinovsky* e *Festuca circummediterranea Patzke*).

Una terza area climatica si estende dalla depressione di Gioia del Colle, seguendo la morfologia del complesso collinare murgiano orientale, ed è caratterizzata da boschi di fragno (*Quercus trojana* Webb), quasi totalmente degradati a pascoli arborati dalla millenaria azione antropica.

Una quarta area climatica omogenea comprende l'estremo sud della Puglia e la pianura di Bari con le aree collinari murgiane limitrofe. Le fitocenosi più caratteristiche sono date da boscaglie e macchie a *Quercus coccifera* L. e da stadi più degradati della corrispondente serie di vegetazione, come ad esempio, le garighe a *Thymus capitatus* L. e *Sarcopoterium spinosum* L. del Salento meridionale.

Una quinta area climatica omogenea, in cui ricade l'area di studio, occupa tutta l'ampia pianura di Brindisi e Lecce e il promontorio del Gargano a quote comprese tra 150 e 400 m s.l.m. In quest'area la vegetazione è caratterizzata dal leccio (*Quercus ilex* L.) che, in prossimità delle coste, viene sostituito dal pino d'Aleppo (*Pinus halepensis* Mill.) e da sclerofille termofile della macchia mediterranea. Nella pianura di Brindisi e Lecce le colture hanno quasi completamente cancellato la vegetazione originaria, che è tuttavia ancora riconoscibile per la presenza lungo la costa di ridotti lembi di specie meso-termofile a dominanza di leccio.

Nell'area presa in considerazione intorno alla centrale (5 km in direzione N, 5 km in direzione S e 5 Km in direzione O dalla centrale), Blasi (2010) individua 4 serie vegetazionali potenziali riportate in Figura 4.4.1.

La distribuzione delle serie vegetazionali, realizzata da Blasi, che è disponibile in formato digitale dal 2009 presso il sito del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (<http://www.va.minambiente.it>), rappresenta gli ambiti territoriali aventi stessa tipologia di serie di vegetazione, in quanto vocati alla stessa vegetazione naturale potenziale, cioè la vegetazione che un dato sito può ospitare, nelle attuali condizioni climatiche e pedologiche, in assenza di disturbo (Tüxen, 1956).

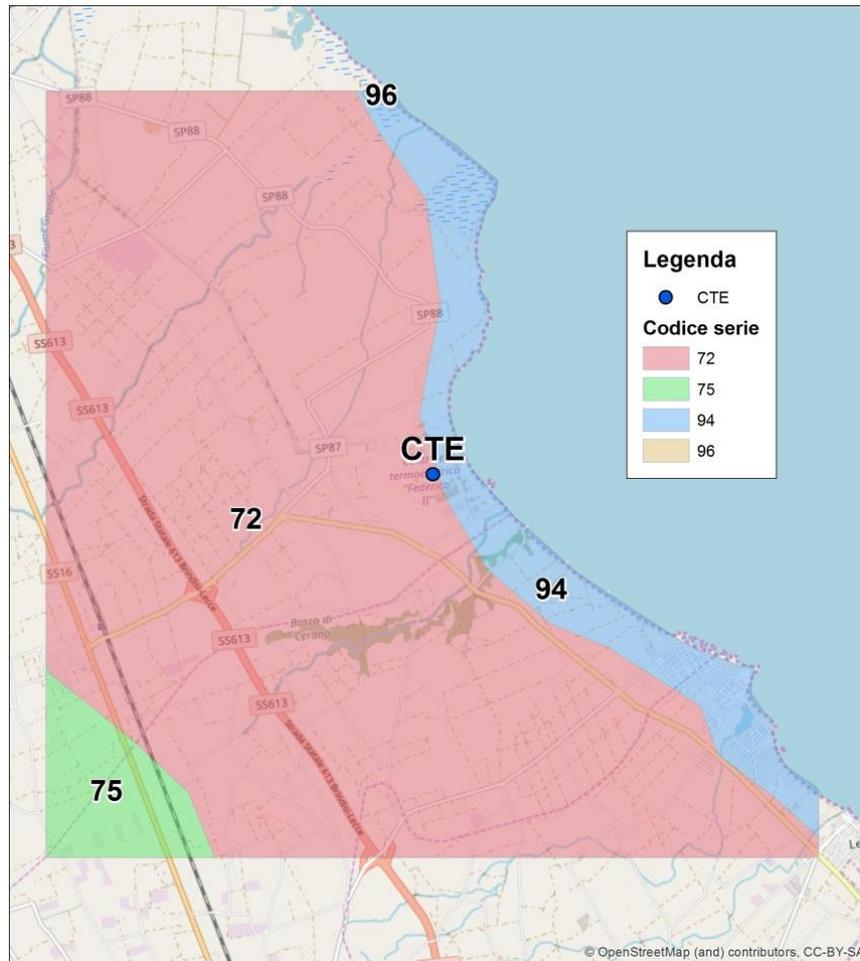


Figura 4.4.1 – Serie vegetazionali presenti nell'area d'interesse (<http://www.va.minambiente.it>)

Le serie vegetazionali presenti nell'area considerata sono:

Codice serie 72: Serie pugliese calcicola del leccio (*Cyclamino hederifolii-Quercus ilicis sigmetum carpino orientalis*).

DISTRIBUZIONE: promontorio del Gargano ad altitudini comprese tra 300 e 400 metri s.l.m. Lungo i versanti del grande sistema vallivo della Gravina di Laterza si osservano presenze non cartografabili.

CARATTERIZZAZIONE LITOMORFOLOGICA E CLIMATICA: la serie si sviluppa su substrati calcareomarnosi, con terra rossa nei piani bioclimatici supramediterraneo e mesomediterraneo inferiore.

FISIONOMIA, STRUTTURA E CARATTERIZZAZIONE FLORISTICA DELLO STADIO MATURO: subassociazione mesofila caratterizzata dall'abbondante presenza di *Carpinus orientalis* e *Acer monspessulanum* nello strato arboreo dominato e con *Pistacia terebinthus* in quello arbustivo. Si segnala la costante presenza di *Viola alba* subsp. *Dehnhardtii* nello strato erbaceo.

STADI DELLA SERIE: gli arbusteti a *Paliurus spinae-christi*, di sostituzione della lecceta, vengono riferiti all'associazione *Rhamno saxatilis-Paliuretum spinae-christi*. Gli altri elementi della serie non sono attualmente conosciuti.

Codice serie 75: Serie pugliese neutro-subacidofila della sughera (*Carici halleranae-Quercus suberis sigmetum*).

DISTRIBUZIONE: Murge brindisine tra Tutturano, Mesagne e San Vito dei Normanni.

CARATTERIZZAZIONE LITOMORFOLOGICA E CLIMATICA: la serie si sviluppa su substrati sabbiosi di natura calcarenitica, nel piano bioclimatico mesomediterraneo subumido.

FISIONOMIA, STRUTTURA E CARATTERIZZAZIONE FLORISTICA DELLO STADIO MATURO: boschi ad alto fusto, abbastanza ben conservati nonostante i ripetuti incendi del passato, con *Quercus suber* dominante nello strato arboreo e sporadiche presenze di leccio e *Quercus virgiliana*. Nello strato arbustivo sono presenti specie sclerofille sempreverdi, quali *Arbutus unedo*, *Phillyrea media*, *Pistacia lentiscus* e *Myrtus communis*; si segnala inoltre la presenza di *Calicotome infesta*, specie legata alla ricostituzione post-incendio. Nello strato erbaceo si rinvenivano *Brachypodium sylvaticum*, *Carex hallerana* e *distachya*, *Melica arrecta*, *Pulicaria odora*. Notevole è la presenza di lianose, quali *Smilax aspera*, *Rosa sempervirens*, *Lonicera implexa*, *Rubia peregrina* var. *longifolia*.

STADI DELLA SERIE: arbusteti a dominanza di *Phillyrea media*, *Pyrus amygdaliformis* e *Calicotome infesta*; orlo sciafilo a dominanza di *Clinopodium vulgare*, orlo eliofilo a dominanza di *Cynosurus cristatus*, gariga post-incendio a dominanza di *Cistus monspeliensis*, prateria a dominanza di *Cynosurus cristatus* e *Anthoxanthum odoratum*.

Codice serie 94: Geosigmeto peninsulare psammofilo e alofilo della vegetazione dei sistemi dunali (*Salsolo kali-Cakiletum*, *Echinophoro-Elytrigetum junceae*, *Crucianellion maritimae*, *Malcomietalia*, *Asparago-Juniperetum macrocarpae*, *Quercetalia ilicis*).

In questa voce vengono incluse tutte le formazioni psammofile perenni e annuali riferibili alle classi *Cakiletea maritimae*, *Ammophiletea* e *Quercetea ilicis* che, a causa della scala adottata e delle piccole dimensioni delle aree che queste occupano, non possono essere cartografate.

DISTRIBUZIONE: settori costieri della regione, caratterizzati da coste basse sabbiose: partendo da nord, tra Marina di Chieuti e Torre Mileto, da Capoiale a Peschici, tra Torre la Chianca e Torre di Porticello, spiaggia di Vieste, lungo le coste baresi-brindisine tra Siponto e Barletta, tra Torre Canne e Torre Guaceto, nel Salento tra Torre Mattarella e Torre Rinalda, spiaggia di Torre Chianca, spiaggia delle Cesine, lungo il litorale jonico tra Torre Vado e Torre San Giovanni, da Torre del Pizzo fino a sud di Gallipoli, da Gallipoli al Lido Conchiglie, Torre Lapillo, da Torre Colimena a Taranto, da Taranto a Marina di Ginosa. In

alcuni settori del litorale della regione sono presenti lembi di spiagge di pochi chilometri di estensione, localizzati tra i tratti di coste basse calcarenitiche. Di questi, a causa della scala adottata, non è stata possibile la rappresentazione cartografica.

CARATTERIZZAZIONE LITOMORFOLOGICA: sabbie grigio-giallastre, con dune costiere mobili e stabilizzate, attuali e recenti.

ARTICOLAZIONE CATENALE: procedendo verso l'interno, dal primo tratto di spiaggia colonizzato dalla vegetazione si osserva la seguente seriazione delle cenosi vegetali:

- *Salsolo kali-Cakiletum maritimae*, comunità paucispecifica di terofite alo-nitrofile che si sviluppa nei primi tratti di spiaggia emersa, dopo la zona afitoica, dove si ha accumulo di sostanza organica;
- *Atriplicetum hastato-tornabeni*, associazione annuale che si sviluppa su strati conchigliiferi ghiaiosi ricchi di materiale organico dei primi tratti di spiaggia;
- *Echinophoro spinosae-Elytrigetum juncea*, associazione erbacea perenne che si sviluppa sulle dune embrionali, dominata da *Elytrigia juncea*;
- *Sporoboletum arenarii*, cenosi perenne che si insedia sulle sabbie più mobili e in zone soggette a deflazione eolica;
- *Echinophoro spinosae-Ammophiletum australis*, associazione erbacea perenne, fisionomicamente dominata da *Ammophila arenaria* subsp. *arundinacea*, che si insedia sulle dune bianche e costituisce catene dunali alte alcuni metri;
- *Crucianelletum maritimae*, associazione camefitica perenne che si insedia nelle aree retrodunali;
- *Asparago acutifolii-Juniperetum macrocarpae*, macchie di ginepri che si insediano sulle dune stabilizzate, nelle quali il ginepro coccolone (*Juniperus oxycedrus* subsp. *macrocarpa*) prevale nel versante a mare della duna, mentre in quello continentale viene pressoché completamente sostituito dal ginepro fenicio (*Juniperus phoenicia* subsp. *turbinata*).

In condizioni di alterazione dell'*habitat* naturale, sui versanti continentali dei cordoni dunali e sulle prime depressioni non umide con sabbia poco mobile, si sviluppa una vegetazione annuale nitrofila-psammofila, riferibile alle associazioni *Sileno coloratae-Vulpietum membranaceae* e *Maresio nanae-Ononidetum variegatae*.

FORMAZIONI FORESTALI DI ORIGINE ANTROPICA: pinete a pino d'Aleppo e macchie ad *Acacia* sp.pl.

Codice serie 96: Geosigmeto alofilo e subalofilo della vegetazione delle lagune e degli stagni costieri mediterranei (*Zoosteretalia*, *Ruppiaetea*, *Thero-Suaedetee*, *Salicornietea fruticosae*, *Juncetea maritimi*, *Phragmito-Magnocaricetea*).

Comprende tutte le comunità alofile riferibili alle classi *Ruppiaetea*, *Thero-Suaedetee*, *Saginetea maritima*, *Salicornietea fruticosae* e quelle subalofile della classe *Juncetea maritimi* e dell'ordine *Magnocaricetalia* (*Phragmito-Magnocaricetea*).

DISTRIBUZIONE: laghi di Lesina e di Varano, foci del Candelaro, saline di Margherita di Savoia, bacino di Frigole, salina di Torre Colimena, salina grande di Taranto, "mar piccolo". Nella palude del Capitano e nella palude del Conte si osservano presenze non cartografabili.

CARATTERIZZAZIONE LITOMORFOLOGICA: il geosigmeto si sviluppa nelle aree leggermente depresse con substrati limosi e sabbiosi, nei piani bioclimatici meso e termomediterraneo.

ARTICOLAZIONE CATENALE: le diverse tipologie vegetazionali si distribuiscono nello spazio secondo un gradiente che dipende dalla presenza e profondità dell'acqua e dal grado di salinità.

- *Chaetomorpha-Ruppiaetum maritima*: cenosi acquatica che si sviluppa nelle aree paludose salmastre;
- *Ruppiaetum maritima*: comunità monospecifica che si sviluppa nei bacini con acque leggermente salmastre;
- *Salicornietum emerici* e *Suaedo-Salicornietum patulae*: comunità annuali che si insediano nelle aree depresse a elevata salinità;
- *Puccinellio festuciformis-Sarcocornietum fruticosae*: comunità perenne che si sviluppa nelle aree maggiormente rialzate delle depressioni salate, con concentrazioni di sale elevate;
- *Sarcocornietum deflexae*: formazioni prostrate che si insediano lungo i bordi delle depressioni salate più profonde, con elevate concentrazioni di sale;
- *Puccinellio convolutae-Arthrocnemetum macrostachyi*: cenosi perenne che occupa i settori medio-bassi delle depressioni salate, sopportando elevate concentrazioni saline e prolungati periodi di aridità;
- *Puccinellio festuciformis-Halimionetum portulacoidis*: comunità perenne che si insedia su suoli ben drenati, in condizioni di salinità moderata, al limite tra i settori salino e ipersalino;
- *Halimiono portulacoidis-Suaedetum verae*: associazione perenne alo-nitrofila presente sui bordi superiori delle praterie;

- *Puccinellio festuciformis-Aeluropetum littoralis*: vegetazione che occupa siti permanentemente umidi;
- *Puccinellio festuciformis-Juncetum maritimi*: vegetazione che occupa le depressioni inondate da acqua salmastra per lunghi periodi dell'anno;
- *Inulo-Juncetum maritimi*: vegetazione sommersa per lunghi periodi da acque debolmente salse;
- *Plantagini crassifoliae-Caricetum extensae*: si insedia nelle zone inondate e umide anche durante il periodo estivo;
- *Limonio narbonensis-Artemisietum caerulescentis*: si sviluppa sui bordi delle barene dopo inondazioni prolungate, ma in situazione di non sommersione;
- *Elytrigio elongatae-Inuletum crithmoidis*: associazione che si sviluppa in condizioni di debole salinità e umidità, nelle aree rialzate delle depressioni;
- *Aeluropo litoralis-Agropyretum pungentis*: associazione che sopporta condizioni di alofilia intermedia;
- *Eriantho-Schoenetum nigricantis*: vegetazione che si insedia nelle depressioni retrodunali relitte più o meno fortemente saline;
- *Schoeno nigricantis-Plantaginetum crassifoliae*: vegetazione retrodunale che si sviluppa sulle zone sabbiose più elevate, con presenza di moderata sostanza organica; giuncheti delle associazioni *Juncetum subulati*, *Juncetum acuti* e *Juncetum maritimi*.

FORMAZIONI FORESTALI DI ORIGINE ANTROPICA: rimboschimenti di eucalipto e di pino d'Aleppo.

Per quanto riguarda la vegetazione reale, l'analisi dell' uso del suolo (Corine Land cover 2012 IV livello) evidenzia la seguente suddivisione del territorio considerato (Figura 4.4.2):

- il 94% dell'area considerata appartiene a *Superfici agricole utilizzate*. In particolare, *Colture Intensive (codice 2.1.1.1)* coprono il 54%, *Vigneti e Oliveti (codice 2.2.1 e 2.2.3)* il 16%, 1% adibito a *Superfici a copertura erbacea: graminacee non soggette a rotazione (codice 2.3.1)* e il restante 22% è inquadrato come *Sistemi colturali e particellari a colture permanenti (codice 2.4.2)*;
- il 3% dell'area appartiene alla classe *Superfici artificiali*, divisi in: 1% *Tessuto urbano discontinuo (codice 1.1.2)* e il 2% *Aree industriali, commerciali e dei servizi pubblici e privati (codice 1.2.1)*;
- 2% di *Boschi misti di conifere e latifoglie a prevalenza di pini mediterranei (codice 3.1.3.2.1)*;
- l'1% adibito a *Paludi salmastre (codice 4.2.1)*.

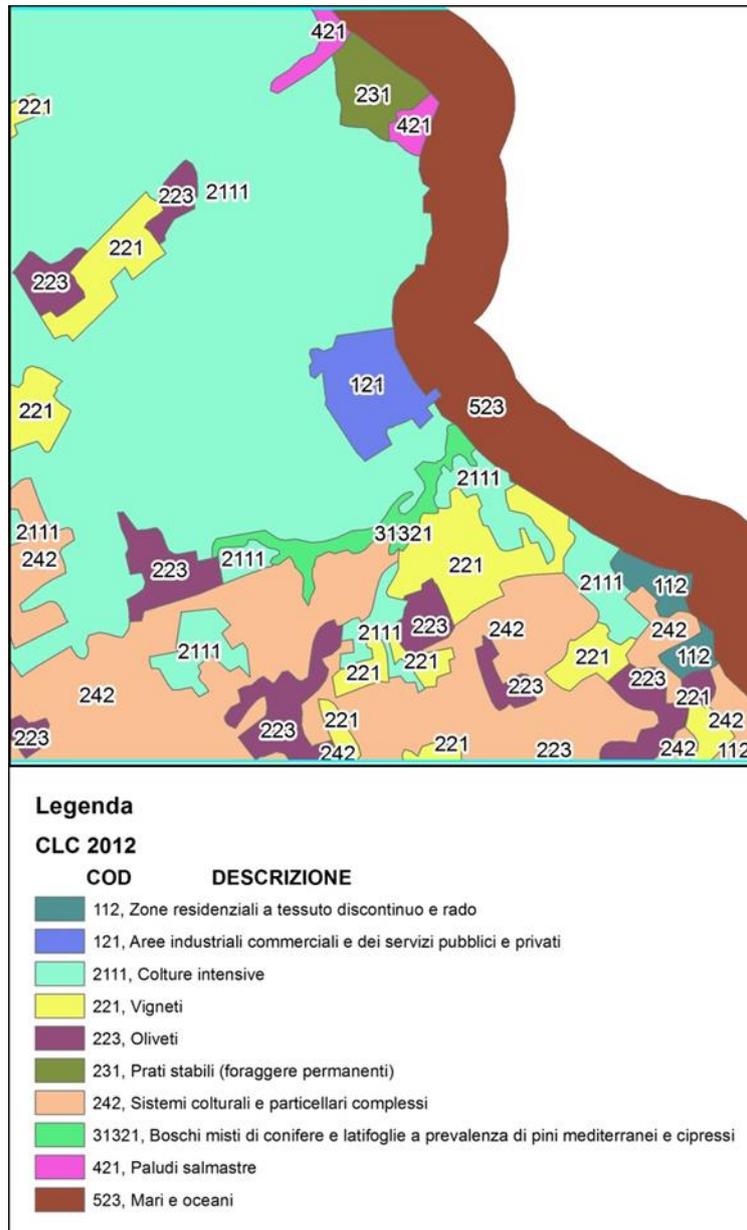


Figura 4.4.2 – Uso del suolo Corine Land Cover 2012

La superficie con presenza di vegetazione naturale o seminaturale è circa il 3% dell'area considerata ed è riferibile alle due aree Natura 2000 (IT9140001 "Bosco Tramazzone" e SIC/ZPS IT9140003 "Stagni e Saline di Punta della Contessa"), comprese nelle aree protette Parco Naturale Regionale Salina di Punta della Contessa (EUAP0580) e Riserva Naturale Regionale Orientata Bosco di Cerano (EUAP0579).

Il SIC IT9140001 Bosco Tramazzone, è localizzato a Sud dell'impianto, a distanze variabili da 400 m a circa 2 km dalla recinzione dell'impianto, mentre il SIC/ZPS IT9140003 Stagni e Saline di Punta della Contessa, dista circa 2,4 km in direzione Nord dal perimetro dell'area Enel.

4.4.1.2 Stima degli impatti potenziali

Le interferenze su vegetazione e la flora, possono essere connesse principalmente ai seguenti fattori di pressione sull'ambiente:

- Sottrazione di suolo.
- emissioni gassose di SO₂ e NO_x.

Sottrazione di suolo

La riconversione degli impianti del sito di Brindisi Sud interesserà esclusivamente aree interne alla perimetrazione degli impianti di proprietà Enel.

Le aree di cantiere, di carattere temporaneo, saranno anch'esse interne ai siti industriali esistenti.

L'occupazione di suolo riguarderà esclusivamente superfici attualmente a destinazione d'uso industriale e l'impatto sulla componente in esame può considerarsi nullo.

Emmissioni gassose di SO₂ e NO_x

La modellazione diffusionale descritta nell'*Allegato A – Emissioni degli inquinanti in atmosfera e valutazione delle ricadute sulla qualità dell'aria* fornisce la stima dei contributi alle immissioni locali, derivanti dalle emissioni convogliate ai camini. Nelle tavole AL—01.a, AL-06.a, AL-06.p1, AL-06.p2 e AL-06.p3 sono riportate le modellazioni diffusionali di SO₂ e NO_x relative sia alla situazione attuale sia agli scenari di progetto (Fase 1 e 2).

I contributi attuali di SO₂ alle immissioni locali, espressi come media annuale, raggiungono il valore massimo di 1,83 µg/m³ a Sud della Centrale. Nelle fasi di progetto 1, 2 e 3 non sono previste emissioni di SO₂ e quindi l'impianto non fornirà contributi alle concentrazioni di fondo dell'area.

Per quanto riguarda i contributi di NO_x alle concentrazioni al suolo locali, si parte da una concentrazione massima attuale, come media annua delle concentrazioni orarie, di 1,74 µg/m³ a Sud della Centrale, mentre nella Fase 1 la stima del contributo che insiste sull'area di massimo impatto, localizzata a Sud della Centrale, risulta compresa tra 0,2 e 0,5 µg/m³ (valore massimo 0,31 µg/m³). Lo scenario della Fase 2 è caratterizzato da valori compresi tra 0,5 e 2 µg/m³ (valore massimo 0,62 µg/m³) su un'area localizzata a Sud della Centrale. Lo scenario finale (fase 3), simile a quello della fase 2, mostra un'area di massimo contributo a Sud della centrale, dove la concentrazione massima è di 0,73 µg/m³. Il resto del territorio presenta concentrazioni inferiori; in particolare, l'area SIC Bosco di Tramazzone risulta interessata da concentrazioni comprese tra 0,2 e 0,5 µg/m³ in parte da concentrazioni inferiori a 0,2 µg/m³.

Per entrambi i gas considerati le aree interessate dalle concentrazioni massime sono da ritenersi sostanzialmente puntiformi.

Al fine di valutare gli effetti di queste situazioni, occorre osservare che i livelli critici di inquinanti in atmosfera per la tutela della vegetazione e degli ecosistemi, prescritte dal D.Lgs. 155/10, sono:

- 20 $\mu\text{g}\cdot\text{m}^{-3}$ come media annua delle concentrazioni orarie al suolo di SO_2 ;
- 30 $\mu\text{g}\cdot\text{m}^{-3}$ come media annua delle concentrazioni orarie al suolo di NO_x .

Considerando, quindi, che:

- nell'assetto finale non verrà più emesso SO_2 , con il conseguente azzeramento del contributo;
- le concentrazioni massime di SO_2 attuali sono decisamente inferiori al livello critico indicato dalla legge e tali da non determinare incrementi significativi dei livelli di fondo dell'area;
- le concentrazioni massime di NO_x sono decisamente inferiori al livello critico indicato dalla legge e tali da non determinare incrementi significativi dei livelli di fondo dell'area;
- sostanzialmente la totalità delle aree interessate dai contributi di NO_x , sia nelle fasi intermedie sia nell'assetto finale, presentano concentrazioni decisamente basse;

non sono ipotizzabili effetti sulla vegetazione locale.

4.4.2 Fauna, ecosistemi e rete ecologica

4.4.2.1 Stato attuale della componente

Per semplificare la descrizione del territorio compreso nell'area di studio in funzione degli habitat presenti e per inquadrarne la fauna in modo più preciso, sono state individuate 6 principali unità ambientali faunistiche, facendo riferimento alle principali formazioni vegetali e all'uso del suolo:

- dune e spiagge sabbiose costiere
- lagune
- formazioni a sclerofille sempreverdi
- querceti termofili
- boschi ripari e boschi umidi
- coltivazione intensive, filari arborei, oliveti e altri ambienti di origine antropica.

Ognuna delle tipologie ambientali è caratterizzata da una propria struttura della vegetazione e, di conseguenza, da differenti popolazioni di vertebrati. Naturalmente non è possibile fornire una precisa linea di demarcazione fra le diverse unità ambientali, soprattutto per quelle specie animali che necessitano di ecosistemi complessi; tuttavia di

seguito è riportata una descrizione dei lineamenti fondamentali di queste unità ambientali che permetta di inquadrare in modo sintetico le caratteristiche faunistiche.

La fauna presente nel comprensorio è rappresentata da specie legate in prevalenza agli ecosistemi acquatici e boschivi ripariali. Grande importanza nella fascia costiera assumono le zone umide costiere, in particolare per la conservazione delle specie faunistiche e dell'avifauna. Tali aree assumono un ruolo rilevante come area di sosta, svernamento e riproduzione lungo le rotte migratorie dell'avifauna che attraversa il bacino del Mediterraneo.

Dune e spiagge sabbiose costiere

Questo biotopo comprende le spiagge, le dune e gli stagni retrodunali che ospitano nel corso della stagione fenologica, varie specie dell'avifauna quali: Pavoncella (*Vanellus vanellus*), Gamberchio (*Calidris minuta*), Combattente (*Philomachus pugnax*), Piro piro culbianco (*Tringa ochropus*), Gabbiano corallino (*Larus melanocephalus*), Gabbiano comune (*Larus ridibundus*) e Gabbiano reale (*Larus cachinnans*). Tra le dune della spiaggia costruisce il nido il Fratino (*Charadrius alexandrinus*), piccolo e schivo limicolo che si alimenta cercando invertebrati tra la sabbia.

Lagune

Questi ambienti si presentano nel caso specifico come comunità di piante sommerse dall'alta marea, con formazione in particolare di *Salicornia* ed altre piante annuali che colonizzano fanghi e sabbie. Per la natura antropica dell'ambiente sono classificate come bacini costieri salini o ipersalini, spesso divisi dal mare da banchi di sabbia o fango.

L'ambiente tipico (in particolare quello delle Saline) è costituito da un sistema di bacini costieri alimentati da corsi d'acqua canalizzati provenienti dall'entroterra. I bacini sono separati dal mare da una spiaggia sabbiosa che a tratti si estende per una larghezza fino a 15 m.

Tra la fauna tipica di questo sito troviamo numerose specie di anfibi e rettili, tra cui la Testuggine d'acqua (*Emys orbicularis*), la Tartaruga comune (*Testudo hermanni*), il Cervone (*Elaphe quatuorlineata*), Colubro leopardino (*Elaphe situla*). Tra i numerosi uccelli presenti nidificanti ritroviamo il Tarabusino (*Ixobrychus minutus*), Marzaiola (*Anas querquedula*), Moretta tabaccata (*Aythya nyctora*), Cavaliere d'Italia (*Himantopus himantopus*), Occhione (*Burhinus oedicephalus*).

Formazioni a sclerofille sempreverdi

Questi ambienti costituiti da arbusti e suffrutici sempreverdi sono frequentati soprattutto da alcune specie di passeriformi, che trovano un ambiente idoneo per la nidificazione e la sosta. Queste tessere dell'ecomosaico acquistano ancora più valore poiché essendo inserite

in una matrice agroecosistemica sono siti di nidificazione della Sterpazzola di Sardegna (*Sylvia conspicillata*), l'Occhiocotto (*Sylvia melanocephala*) e altri piccoli passeriformi che trovano rifugio tra l'intrico della vegetazione quali il Merlo (*Turdus merula*), il Pettiroso (*Erithacus rubecula*), la Capinera (*Sylvia atricapilla*) e la Sterpazzola (*Sylvia communis*).

Querceti termofili

Tali aree sono prevalentemente interessate dalla presenza di Rettili e di Anfibi. Le specie segnalate sono diverse, tra queste quella di maggiore rilevanza è la Raganella italiana (*Hyla intermedia*). I rettili sono presenti con un numero significativo di specie, le più importanti dal punto di vista scientifico e di conservazione sono il Cervone (*Elaphe quatuorlineata*) e il Columbro leopardino (*Elaphe situla*).

Significativa è la funzione svolta da questi biotopi come luogo di sosta durante le migrazioni per l'avifauna.

Sono siti di nidificazione di specie quali il Colombaccio (*Columba palumbus*), la Tortora comune (*Streptopelia turtur*), l'Assiolo (*Otus scops*), il Gufo comune (*Asio otus*), l'Upupa (*Upupa epops*) e il Picchio verde (*Picus viridis*).

Diverse sono, inoltre, le specie di passeriformi nidificanti, quali lo Scricciolo (*Troglodytes troglodytes*), la Cinciarella (*Parus ceruleus*), il Fringuello (*Fringilla coelebs*) e la Ghiandaia (*Garrulus glandarius*). Tra le specie svernanti e migratrici, sono presenti il Tordo bottaccio (*Turdus philomelos*), la Tordela (*Turdus viscivorus*).

Boschi ripari e boschi umidi

Questo habitat, negli ultimi anni è andato restringendosi in ampiezza, in seguito alle opere di risistemazione fondiaria. Trovano rifugio in questo ambiente il Tarabusino (*Ixobrychus minutus*), il Porciglione (*Rallus aquaticus*), la Schiribilla (*Porzana parva*), l'Usignolo di fiume (*Cettia cetti*), il Cannareccione (*Acrocephalus arundinaceus*) e la Cannaiola (*Acrocephalus scirpaceus*).

Gli ampi bacini costieri alimentati da corsi d'acqua canalizzati, provenienti dall'entroterra, risentono molto delle precipitazioni meteoriche riducendosi notevolmente nel periodo estivo. Nelle zone più a sud, caratterizzate dall'abbondante presenza di acqua dolce, e nel Canale "Foggia di Rau" si ritrova una popolazione vitale e riproduttiva di *Emys orbicularis*, costituita da diverse decine di esemplari.

Coltivazione intensive, filari arborei, oliveti e altri ambienti di origine antropica

Questo habitat di origine antropica ospita un numero esiguo di specie ognuna delle quali presenta una elevata quantità di individui. Le specie vegetali sono costituite da una specie dominante e dalle specie infestanti ad essa legate. Gli animali sono rappresentati da specie generalmente di piccole dimensioni e facilmente adattabili, e variano a seconda che si tratti

di colture arboree o erbacee. Tra le specie animali legate agli ambienti aperti si segnala la presenza di: Gheppio (*Falco tinnunculus*), Allodola (*Alauda arvensis*), Cardellino (*Carduelis carduelis*), Verdone (*Carduelis chloris*), Cornacchia (*Corvus corone*), Gazza (*Pica pica*), Strillozzo (*Miliaria calandra*), Faina (*Martes foina*) e Volpe (*Vulpes vulpes*).

Biosfera marina

Le praterie di *Posidonia oceanica* (Linnaeus) Delile sono caratteristiche del piano infralitorale del Mediterraneo (profondità da poche dozzine di centimetri a 30-40 m) su substrati duri o mobili, queste praterie costituiscono una delle principali comunità climax. Esse costituiscono uno degli habitat più importanti del Mediterraneo, e assumono un ruolo fondamentale nell'ecosistema marino per quanto riguarda la produzione primaria, la biodiversità, l'equilibrio della dinamica di sedimentazione e rappresentano, inoltre, un ottimo indicatore della qualità dell'ambiente marino nel suo complesso.

Le praterie sottomarine a *Posidonia oceanica* del *Posidonietum oceanicae* costituiscono una formazione climax bentonica endemica del Mediterraneo. Nel piano infralitorale le praterie a *Posidonia oceanica*, in generale, si trovano in contatto con le fitocenosi fotofile dell'ordine *Cystoserietalia* e dell'ordine *Caulerpetalia* e con quelle sciafile dell'ordine *Rhodymenietalia*.

Tra gli stadi di successione dinamica si ipotizza che il *Cymodoceetum nodosae* costituisca lo stadio iniziale della serie dinamica progressiva. Fanno parte della serie dinamica regressiva oltre al *Cymodoceetum nodosae* il *Thanato-Posidonietum oceanicae*, il *Nanozosteretum noltii* ed il *Caulerpetum proliferae*.

Gli invertebrati che colonizzano il posidonieto possono essere suddivisi nelle seguenti tre categorie a seconda della posizione:

Specie che vivono sulle o tra le foglie (fillosfera): tra le vagili i policheti *Platynereis dumerilii*, *Polyophthalmus pictus*, *Sphaerosyllis spp.*, *Syllis spp.*, *Exogone spp.* Molluschi tipici sono i rissoidi *Rissoa variabilis*, *R. ventricosa*, *R. violacea*, *Alvania discors*, *A. lineata*. Altri gasteropodi tipici sono: *Gibbula ardens*, *G. umbilicaris*, *Jujubinus striatus*, *J. exasperatus*, *Tricolia pullus*, *T. speciosa*, *T. tenuis*. Altri gasteropodi più ubiquisti: *Bittium reticulatum*, *B. latreillii*, *Columbella rustica*. Non mancano i nudibranchi, tra cui *Doto*, *Eubranchus*, *Polycera*, *Goniodoris* e tra i cefalopodi *Sepia officinalis* ed alcune specie del genere *Sepiola*. Gli anfipodi più frequenti sono *Dexamine spinosa*, *Apherusa chiereghinii*, *Aora spinicornis*, *Ampithoe helleri*, *Caprella acanthifera* ed altri. Tra gli isopodi *Idotea hectica*, *Astacilla mediterranea*, *Gnathia*, *Cymodoce*. Tra i misidacei *Siriella clausii*, *Mysidopsis gibbosa*, *Leptomysis posidoniae*, *Heteromysis riedli*. Tra i decapodi *Hippolyte inermis*, *Thoralus cranchii*, *Palaemon xiphias*, *Cestopagurus timidus*, *Calcinus tubularis*, *Galathea bolivari*, *G. squamifera*. Tra gli echinodermi *Asterina pancerii*, *Paracentrotus lividus*, *Antedon*

mediterranea. Tra le specie sessili delle foglie dominano i briozoi e gli idroidi. Le specie di briozoi caratteristiche esclusive sono *Electra posidoniae*, *Collarina balzaci* e *Fenestrulina joannae*. Altri briozoi: *Bantariella verticillata*, *M. gracilis*, *Celleporina caliciformis*, *Microporella ciliata*, ecc. Idroidi caratteristici esclusivi sono *Aglaophenia harpago*, *Orthopyxis asymmetrica*, *Pachycordyle pusilla*, *Sertularia perpusilla* e *Monothecha obliqua*. Molti altri idrozoi sono comuni.

Interessanti sono gli adattamenti delle meduse *Cladonema radiatum*, *Olindias phosphorica* e *Scolionema suvaensis*. L'attinia *Paractinia striata* è specie caratteristica esclusiva. Caratteristici sono alcuni foraminiferi *Cibicides lobatulus*, *Iridia serialis*, *Rosalina globularis*. Gli spirorbidi sono rappresentati da *Pileolaria militaris*, *Simplaria pseudomilitaris*, *Janua pagenstecheri*, *Neodexiospira pseudocorrugata*. Tra gli ascidiacei il più frequente è *Botryllus schlosseri*. Tra i pesci più strettamente legati alle foglie ci sono i signatidi *Syngnathus acus*, *S. typhle*, *Hippocampus hippocampus*, *Hippocampus guttulatus* e i succiascoglio *Lepadogaster candolii* e *Opeatogenys gracilis*. Tra le foglie si trovano vari labridi *Labrus merula*, *L. viridis*, *Symphodus tinca*, *S. ocellatus*, *Coris julis*, *Thalassoma pavo* e sparidi *Sarpa salpa*, *Diplodus annularis*, *Spondyllosoma cantharus*. Ancora tra le foglie e sopra di esse si trovano *Chromis chromis*, *Spicara smaris*, *S. maena*, *Boops boops*, *Oblada melanura*.

Specie che vivono alla base dei fascicoli fogliari e sui rizomi (in sottostrato). Molte delle forme vagili descritte in precedenza si trovano anche in questo ambiente, ma non vengono qui ripetute. Si possono ricordare i policheti *Pontogenia chrysocoma*, *Pholoe minuta*, *Kefersteinia cirrata*, *Syllis garciai*, *S. gerlachi* e molti altri. Ci sono anche policheti perforatori quali *Lysidice ninetta* e *L. collaris*. I molluschi sono rappresentati da *Cerithiopsis tubercularis*, *C. minima*, *Cerithium vulgatum*, *Hexaplex trunculus*, *Bolinus brandaris*, *Conus mediterraneus*, *Calliostoma laugierii*. I cefalopodi sono rappresentati soprattutto da *Octopus vulgaris* e *O. macropus*. Tra i crostacei *Cleantis prismatica*, *Limnoria mazzellae*, *Gammarus spp.*, *Melita hergensis*, *Clibanarius erythropus*, *Athanas nitescens*, *Alpheus dentipes*, *Pisidia longimana*. I granchi sono presenti con numerose specie di maidi, xantidi, portunidi. Oltre al *P. lividus* gli echinodermi sono presenti con *Sphaerechinus granularis*, le oloturie *Holothuria polii*, *H. tubulosa* ed occasionalmente anche con stelle. Anche sui rizomi i taxa dominanti sono gli idroidi ed i briozoi. Al più comune idroide *Sertularella ellisii* si affiancano *Cladocoryne floccosa*, *Kirchenpaueria pinnata*, *Sertularia distans* e *Aglaophenia picardi*. Tra i briozoi *Margaretta cereoides*, *Reteporella grimaldii*, *Turbicellepora magnicostata*, *Calpensia nobilis*. Da menzionare il foraminifero *Miniacina miniacea*, le spugne calcaree *Leucosolenia botryoides* e *L. variabilis*, *Sycon raphanus*, le demosponge *Mycale (Aegogropila) contarenii*, *Hymeniacidon perlevis*, *Chondrilla nucula*. I celenterati che possono essere presenti sui rizomi sono l'attinia *Alicia mirabilis*, la gorgonia *Eunicella singularis*, la madrepora *Cladocora caespitosa*. I policheti più frequenti appartengono ai

sabellidi *Sabella spallanzanii*, *S. pavonina*, *Bispira mariae* ed i serpulidi *Serpula vermicularis*, *Protula tubularia*. Sui rizomi talora si rinviene il cirripede irregolare *Verruca spengleri*. Gli ascidiacei sono presenti sia con forme coloniali, *Aplidium conicum*, *Diplosoma listerianum*, *Didemnum fulgens* che solitarie *Halocynthia papillosa*, *Phallusia mammillata*.

Tra i pesci si possono ricordare gli scorfani (*Scorpaena spp.*), la cernia bruna *Epinephelus marginatus*, *Serranus spp.* e talora *Conger conger* e *Muraena helena*. Specie che vivono all'interno dello spessore delle matte (endofauna). L'infauna è dominata dai policheti (circa 180 specie) e da poche specie di altri taxa, quali molluschi alcuni crostacei ed echinodermi. Tra i più frequenti policheti *Mediomastus capensis*, *Lumbrineriopsis paradoxa*, *Pontogenia chrysocoma*. Specie preferenziali per questo ambiente sono i bivalvi *Venus verrucosa* e *Callista chione*. Altre specie sono *Plagiocardium papillosum*, *Tellina balaustina*, *Glans trapezia*. Gasteropodi predatori più frequenti *Nassarius (Hima) incrassatus*, *Polinices nitida*, *Tectonatica filosa*. Caratteristico delle matte è il decapode fossorio *Upogebia deltaura*.

Per quanto riguarda le tendenze dinamiche, si deve considerare che la *Posidonia oceanica* si trova generalmente in acque ben ossigenate, tollera variazioni relativamente ampie della temperatura e dell'idrodinamismo, ma è sensibile alla dissalazione, normalmente necessita di una salinità compresa tra 36 e 39 ‰, e quindi scompare nelle aree antistanti le foci dei fiumi. Le criticità derivano dalla sensibilità all'inquinamento, all'ancoraggio di imbarcazioni, alla posa di cavi sottomarini, all'invasione di specie rizofitiche aliene, all'alterazione del regime sedimentario. Apporti massivi o depauperamenti sostanziali del sedimento e prolungati bassi regimi di luce, derivanti soprattutto da cause antropiche, in particolare errate pratiche di ripascimento delle spiagge, possono provocare una regressione di queste praterie.

4.4.2.2 Stima degli impatti potenziali

Sulla base di quanto previsto dal progetto, sia per la fase di cantiere sia per la fase di esercizio, è possibile individuare i seguenti impatti potenziali:

- frammentazione ecologica;
- disturbo indotto dal traffico veicolare;
- disturbo indotto dalle perturbazioni sonore;
- disturbo indotto dallo scarico delle acque di raffreddamento.

Biosfera terrestre

Frammentazione ecologica

La riconversione degli impianti del sito di Brindisi Sud, come sopra accennato, comporterà la realizzazione di nuove opere che interesseranno esclusivamente le aree di pertinenza Enel, già occupate da strutture tecnologiche, e ricadenti, secondo la Carta di Uso del Suolo

(Corine Land Cover, 2012) riportata in Figura 4.4.2, in *Aree industriali, commerciali e dei servizi pubblici e privati* (codice 1.2.1).

Data la tipologia degli interventi previsti e la loro localizzazione, l'impatto connesso alla frammentazione ecologica può considerarsi nullo.

Disturbo indotto dal traffico veicolare

Durante la fase di cantiere, si prevede un modesto incremento del traffico veicolare dovuto al trasporto materiali e alla movimentazione dei mezzi di cantiere per gli scavi previsti.

L'incremento di traffico interesserà le superfici interne dell'area industriale e la viabilità esterna. Considerando la distribuzione del fenomeno e l'entità modesta, l'impatto atteso sulla componente biosfera può essere considerato trascurabile e completamente reversibile al termine dei lavori.

Disturbo indotto dalle perturbazioni sonore

La fase di costruzione comporterà un aumento dei rumori e delle vibrazioni nell'intorno delle aree di intervento (lungo le attuali direttrici di traffico e nelle aree di cantiere).

La messa in funzione del nuovo impianto determinerà, sia nella fase intermedia (Fase 1 e Fase 2), sia nell'assetto definitivo (Fase 3), una perturbazione sonora dovuta al funzionamento della Centrale stessa.

La simulazione delle immissioni acustiche in fase di cantiere (Allegato C al presente documento) è stata condotta con criteri conservativi, ossia assumendo il funzionamento contemporaneo e continuativo di tutti i macchinari per l'intero tempo di riferimento diurno. Nonostante ciò, i valori maggiori dei contributi sonori esterni all'area industriale risultano contenuti, con valori compresi tra 35 e 50 dB(A). Il resto del territorio è interessato da valori di immissione inferiori a 35 dB(A). Occorre, inoltre considerare che la perturbazione sonora è solamente diurna e cesserà completamente alla fine del periodo di costruzione.

L'analoga valutazione (Allegato C al presente documento), condotta per la fase di esercizio nell'assetto finale previsto da progetto (Fase 3), ha mostrato come i livelli di immissione subiranno, nella maggior parte dei punti considerati, un calo rispetto alla situazione attuale; si avrà quindi una generale riduzione del contributo della centrale al rumore ambientale della zona.

Biosfera marina

Come già ribadito nel § 4.2.3 in fase di cantiere non sono previsti impatti significativi sull'ambiente idrico. Le principali attività di cantiere civile sono sostanzialmente legate a demolizioni e opere di nuova realizzazione. L'approvvigionamento idrico delle acque

necessarie durante la fase di realizzazione dell'impianto verrà garantito dall'esistente rete di centrale, in corrispondenza del pozzetto più vicino alla zona di cantiere, con quantitativi modesti e limitati nel tempo.

Nel nuovo assetto della CTE non sono previste modifiche nell'ubicazione dei punti di prelievo e scarico in mare. Per questa fase, quindi, non sono prevedibili impatti significativi sulla biosfera marina.

Per quanto riguarda la fase di esercizio, l'impatto potenziale ipotizzabile è quello relativo allo scarico delle acque di raffreddamento.

Scarico acque di raffreddamento

In riferimento agli scarichi termici si fa presente che nell'assetto futuro si avrà una diminuzione della potenza termica dissipata attraverso le acque di raffreddamento, ascrivibile alla diminuzione della potenza termica dissipata al condensatore.

Vista la riduzione dei volumi idrici scaricati (riduzione del 70% rispetto alla configurazione attuale), si ipotizza pertanto che, rispetto alla situazione attuale, non siano ipotizzabili effetti sulla biosfera marina.

4.4.3 Patrimonio agroalimentare

4.4.3.1 Stato attuale della componente

Il territorio pugliese è caratterizzato da differenze territoriali che determinano un quadro diversificato della produttività agricola regionale: infatti, si sono presenti zone meno vocate all'utilizzo agricolo, come il Gargano, il Sub Appennino Dauno, la Murgia e il Salento, e aree di pianura (Tavoliere, Terra di Bari, Litorale barese, Arco ionico tarantino) particolarmente adatte allo sviluppo dell'attività agricola. Secondo i dati del 6° censimento generale dell'agricoltura raccolti nel 2010 ed elaborati dall'ISTAT (2013), le aziende agricole pugliesi erano poco più di 271.700 (il 16,8% delle aziende dell'intero territorio nazionale).

L'estensione della Superficie Agricola Utilizzata (SAU) in Puglia è pari a circa 1.285.300 ettari e rappresenta il 10% della SAU italiana, con il massimo nazionale del valore di SAU nella provincia di Foggia (circa 495.100 ettari pari al 3,9% della SAU nazionale).

L'agricoltura pugliese contribuisce per il 9 % della produzione lorda vendibile (PLV) dell'intero Paese. In termini assoluti il valore aggiunto lordo nel settore primario del 2017 è pari a circa 2,9 miliardi di euro (ISTAT, 2018). Il settore agroalimentare nel 2015 ha contribuito per il 4,5% al valore aggiunto regionale (valore superiore a quanto registrato nel Mezzogiorno e a livello nazionale).

Il Documento di Economia e Finanza Regionale 2017 – 19 riporta una sintesi dei dati relativi alle superfici utilizzate per tipo di coltivazione (annata agraria 2011), dove si evidenzia che

ben 374.700 ettari, pari al 27% circa della superficie coltivata è destinata alla produzione di olio di oliva. Il 25%, per 247.679 ettari, alla produzione di cereali. La coltivazione della vite copre il 9% circa della superficie totale utilizzata, mentre la produzione di ortaggi assorbe il 7% circa del totale della superficie pugliese in produzione.

Particolare importanza dal punti di vista agricolo è, quindi, da attribuire alle colture di ulivi e vigneti con il 36% di superficie produttiva destinata a questo tipo di colture.

Il valore della produzione di olio di oliva nel 2017 ammonta a 438 milioni di euro, con un'incidenza del 26% sul valore complessivo della produzione olearia nazionale (ISTAT, 2018).

La provincia di Brindisi, secondo i dati ISTAT (2013) del 6° Censimento Generale dell'Agricoltura, gli ettari destinati alla coltura di olive sono il 58% della SAU, mentre la vite interessa poco più del 8% della SAU.

La provincia di Lecce, facendo riferimenti ai dati ISTAT del censimento 2010 (2013), è caratterizzata dal 60% di SAU interessata dall'olivicoltura, mentre la viticoltura occupa il 5% circa della SAU provinciale.

Le due provincie sono peraltro interessate dalla produzione di 10 prodotti fra DOC, DOP e IGP:

- Vino Terra d'Otranto D.O.C. (D.M. 4/10/2011 - G.U. n.246 del 21/10/2011);
- Vino Squinzano D.O.C. (D.M. 29/7/2011 - G.U. n.189 del 16/8/2011);
- Vino Ostuni ottavianello o ottavianello di ostuni D.O.C. (D.M. 13/1/1972 - G.U. n.83 del 28/3/1972);
- Vino Negroamaro di Terra d'Otranto D.O.C. (D.M. 4/10/2011 - G.U. n.245 del 20/10/2011);
- Vino Aleatico di Puglia D.O.C. (D.M. 29/5/1973 - G.U. n.214 del 20/8/1973);
- Vino Brindisi D.O.C. (D.M. 29/5/1973 - G.U. n.214 del 20/8/1973);
- Olio Extravergine di oliva Terre d'Otranto (D.O.P.) (D.M. del 6 agosto 1998);
- Carciofo brindisino (I.G.P.) (G.U. Serie Generale n.282 del 3-12-2011);
- Uva di Puglia (I.G.P.) (G.U. Serie Generale n.53 del 5-3-2014);

DENOMINAZIONE DI ORIGINE CONTROLLATA E INDICAZIONE GEOGRAFICA PROTETTA NELL'AREA DI PROGETTO.

Vini DOC

Terra d'Otranto D.O.C. (D.M. 4/10/2011 - G.U. n.246 del 21/10/2011)

Zona di produzione d'interesse: tutto il territorio amministrativo delle provincie di Lecce, Brindisi e Taranto.

Squinzano D.O.C. (D.M. 29/7/2011 - G.U. n.189 del 16/8/2011)

Zona di produzione d'interesse: Le uve devono essere prodotte nella zona di produzione che comprende l'intero territorio dei comuni di Squinzano, San Pietro Vernotico, Torchiarolo e Novoli e parte del territorio dei comuni di Campi Salentina, Cellino San Marco, Trepuzzi, Surbo e Lecce. Tale zona è così delimitata: da Torre Rinalda sulla costa adriatica, il limite segue verso sud-ovest la provinciale per Squinzano, toccando masseria Monacelli, masseria Cerrate grande sino a raggiungere la quota 31 sul confine del comune di Squinzano in prossimità di masseria Gagliardi. Da qui prosegue in direzione sud-ovest per la strada che conduce a Trepuzzi, passando per le quote 37, 40, 43 (località Case Bianche); raggiunge il centro abitato di Trepuzzi, lo attraversa per seguire poi la strada verso sud che costeggia a ovest masseria Macchia sino a raggiungere a quota 58 la strada statale Salentina (n. 7 ter) per Campi Salentina, prosegue verso ovest lungo questa fino a incrociare, in prossimità del km 61, il confine dei comuni di Novoli che segue prima verso sud poi verso ovest e quindi verso nord (includendo così tutto il territorio comunale) fino a incontrare nuovamente la strada statale n. 7 ter in prossimità del km 59. Prosegue lungo quest'ultima in direzione ovest fino a quota 31 sulla circonvallazione di Campi Salentina e quindi verso nord-ovest per la strada che costeggia a est il centro abitato, fino a raggiungere la quota 28. Da quota 28 sulla circonvallazione segue la strada verso nord per masseria Monaci e prima di giungervi incrocia quella per Cellino San Marco. Segue verso nord-est tale strada, passando per masseria la Macchia, la Padula, attraversa il centro abitato di Cellino San Marco e prosegue per la strada che verso nord conduce a masseria Blasi per circa un chilometro e giunto a quota 58 prosegue verso nord-ovest per la strada che passando per le quote 59, 60, 58 incrocia il confine comunale di Tutturano. Segue tale confine verso est sino a incrociare quello di San Pietro Vernotico e quindi, proseguendo lungo quest'ultimo in direzione nord-est, raggiunge la costa per ridiscenderla in direzione sud-est sino a incontrare Torre Rinalda da dove è iniziata la delimitazione.

Ostuni ottavianello o ottavianello di ostuni D.O.C. (D.M. 13/1/1972 - G.U. n.83 del 28/3/1972)

Zona di produzione d'interesse: Ostuni, Carovigno, San Vito dei Normanni, San Michele Salentino e in parte il territorio di: Latiano, Ceglie Messapica, Brindisi tutti in provincia di Brindisi. Tale zona è così delimitata: La linea di delimitazione della zona, partendo dal mare a nord in località Difesa di Malta, segue il confine comunale di Ostuni con quelli di Fasano, Cisternino, Locorotondo, Martina Franca e Ceglie Messapica. Abbandona in prossimità di Campo d'Orlando il confine comunale di Ostuni – Ceglie Messapica, per discendere, verso sud, lungo la strada che da Cisternino porta a Ceglie, fino a raggiungere Ceglie Messapica, passando per la Casa della Padule. La linea di delimitazione prosegue quindi verso ovest lungo la circonvallazione di Ceglie fino ad immettersi sulla strada che conduce a Martina Franca, la segue verso Ceglie per 500 metri; prende quindi la strada verso ovest che

passando per le quote 285, 272, 318, 311, raggiunge la provinciale per Martina Franca, la attraversa e prosegue per la strada che, attraverso la masseria Fedele Grande, raggiunge masseria Specchia Tarantina. Da masseria Specchia Tarantina segue, verso est, il confine comunale meridionale di Ceglie, fino alla località Funno del Toro, e poi quello di San Michele Salentino fino a raggiungere la quota 123 in prossimità di Casa Balestra. Da quota 123 la linea di delimitazione di zona segue la strada che, in direzione sud – est, passando per masseria Lupocaruso, raggiunge la ferrovia in prossimità del centro abitato di Latiano. Costeggia detta ferrovia e, deviando verso nord per la strada che conduce a San Vito dei Normanni, raggiunge il km. 6,000 della medesima.

Da qui segue verso est il confine comunale di Brindisi, attraversando, la località Ferrizzulo, fino a raggiungere la strada, in prossimità della masseria Argiano, che conduce da Mesagne a Borgata Serranova; segue verso nord detta strada fino a raggiungere il confine comunale tra Carovigno e Brindisi (quota 42) che segue verso nord, fino al mare.

Negroamaro di Terra d'Otranto D.O.C. (D.M. 4/10/2011 - G.U. n.245 del 20/10/2011)

Zona di produzione d'interesse: tutto il territorio amministrativo delle province di Lecce, Brindisi e Taranto.

Aleatico di Puglia D.O.C. (D.M. 29/5/1973 - G.U. n.214 del 20/8/1973)

Zona di produzione: tutto il territorio amministrativo delle province di Bari, Brindisi, Lecce e Taranto.

Brindisi D.O.C. (D.M. 29/5/1973 - G.U. n.214 del 20/8/1973)

Zona di produzione: comprende tutto il territorio amministrativo di Brindisi e Mesagne.

Prodotti IGP e DOP

Olio extravergine di oliva Terre d'Otranto (D.O.P.) (D.M. del 6 agosto 1998) Zona di produzione: intero territorio amministrativo delle province di Lecce e nel territorio della provincia di Taranto con l'esclusione dei seguenti Comuni: Ginosa, Laterza, Castellaneta, Palagianello, Palagiano, Mottola, Massafra, Crispiano, Statte e la porzione del Comune di Taranto censita al catasto con la lettera A nonché, nei seguenti Comuni della provincia di Brindisi: Brindisi, Cellino S. Marco, Erchie, Francavilla Fontana, Latiano, Mesagne, Oria, San Donaci, San Pancrazio Salentino, San Pietro Vernotico, Torchiarolo e Torre S. Susanna. La zona geografica sopracitata si estende ad arco insinuandosi fra i mari Jonio ed Adriatico, dalle Murge tarantine e dalle estreme pendici brindisini delle Murge di Sud-Est, per il tavoliere di Lecce, per finire nelle Serre, alla confluenza dei due mari.

Carciofo brindisino (I.G.P.) (G.U. Serie Generale n.282 del 3-12-2011)

Zona di produzione: comprende l'intero territorio amministrativo dei seguenti comuni della provincia di Brindisi: Brindisi, Cellino San Marco, Mesagne, San Donaci, San Pietro Vernotico, Torchiarolo, San Vito dei Normanni e Carovigno.

Uva di Puglia (I.G.P.) (G.U. Serie Generale n.53 del 5-3-2014)

Zona di produzione: La zona di produzione dell'Uva di Puglia comprende i seguenti territori della regione Puglia posti al di sotto dei 330 m. s.l.m. dei seguenti comuni:

Provincia di Bari:

- comuni interamente delimitati: Adelfia, Bari, Bitetto, Bitritto, Capurso, Casamassima, Cellammare, Conversano, Giovinazzo, Modugno, Mola di Bari, Molfetta, Noicàttaro, Polignano a Mare, Rutigliano, Sammichele di Bari, Triggiano, Turi, Valenzano;
- comuni parzialmente delimitati per una quota altimetrica non superiore a 330 m. s.l.m.: Acquaviva delle Fonti, Binetto, Bitonto, Cassano delle Murge, Castellana Grotte, Corato, Gioia del Colle, Grumo Appula, Monopoli, Palo del Colle, Putignano, Ruvo di Puglia, Sannicandro di Bari, Terlizzi, Toritto.

Provincia di Brindisi:

- comuni interamente delimitati: Brindisi, Carovigno, Cellino San Marco, Erchie, Francavilla Fontana, Latiano, Mesagne, Oria, San Donaci, San Michele Salentino, San Pancrazio Salentino, San Pietro Vernotico, San Vito dei Normanni, Torre Santa Susanna, Villa Castelli.
- comuni parzialmente delimitati per una quota altimetrica non superiore a 330 m. s.l.m.: Ceglie Messapica, Cisternino, Fasano, Ostuni.

Provincia di Foggia:

- comuni interamente delimitati: Carapelle, Chieuti, Foggia, Isole Tremiti, Lesina, Ortona, Orta Nova, Poggio Imperiale, Rodi Garganico, San Paolo di Civitate, San Severo, Serracapriola, Stornara, Stornarella, Torremaggiore, Zapponeta
- comuni parzialmente delimitati per una quota altimetrica non superiore a 330 m. s.l.m.: Apricena, Ascoli Satriano, Cagnano Varano, Carpino, Casalvecchio di Puglia, Castelluccio dei Sauri, Castelnuovo della Daunia, Cerignola, Ischitella, Lucera, Manfredonia, Peschici, Rignano Garganico, San Giovanni Rotondo, San Marco in Lamis, Sannicandro Garganico, Troia, Vico del Gargano, Vieste. Provincia di Taranto:
- comuni interamente delimitati: Avetrana, Carosino, Faggiano, Fragagnano, Grottaglie, Leporano, Lizzano, Manduria, Maruggio, Monteiasi, Montemesola Monteparano, Palagianello, Palagiano, Pulsano, Roccaforzata, San Giorgio Jonico, San Marzano di San Giuseppe, Sava, Statte, Taranto, Torricella.
- comuni parzialmente delimitati per una quota altimetrica non superiore a 330 m. s.l.m.: Castellaneta, Crispiano, Ginosa, Massafra, Mottola.

Provincia di Barletta-Andria-Trani:

- comuni interamente delimitati: Barletta, Bisceglie, Trani, Margherita di Savoia, San Ferdinando di Puglia, Trinitapoli.
- comuni parzialmente delimitati per una quota altimetrica non superiore a 330 m. s.l.m.: Andria, Canosa di Puglia.
- Provincia di Lecce interamente delimitata.

4.4.3.2 Stima degli impatti potenziali

Le attività previste per la riconversione dell'impianto di Brindisi Sud non determinano variazioni dell'uso del suolo e pertanto non è ipotizzabile un impatto sulle coltivazioni locali dovuto alla riduzione della SAU.

L'unico impatto teoricamente ipotizzabile è connesso ai contributi delle emissioni alle concentrazioni al suolo (immissioni) di SO₂ e NO_x.

Sulla base di quanto riportato nel par. 4.3.4.1.2, dell'Allegato B al presente documento, relativamente ai contributi alle immissioni locali, poiché le ricadute attese associate alle emissioni convogliate del ciclo combinato risultano sempre sostanzialmente inferiori rispetto allo scenario attuale per tutti i principali inquinanti (SO₂, NO_x e PM) è possibile affermare che non sono ipotizzabili effetti sulle coltivazioni locali e, più in generale, sul patrimonio agroalimentare dell'area.

4.5 Clima acustico e vibrazionale

La definizione dello stato attuale del clima acustico e vibrazionale e la valutazione degli impatti generati dalla realizzazione dall'esercizio dell'impianto in progetto, nonché la verifica del rispetto della normativa vigente in materia di emissioni sonore, sono presentate nell'Allegato C – *Studio di Impatto acustico*, al quale si rimanda per approfondimenti.

4.6 Radiazioni ionizzanti, non ionizzanti e luminose

4.6.1 Radiazioni ionizzanti

4.6.1.1 Stato attuale della componente

La centrale di Brindisi Sud nel suo assetto attuale, utilizzando carbone come combustibile, genera un impatto radiologico dovuto al rilascio in atmosfera di radionuclidi naturali e alla produzione di ceneri leggere e pesanti. I valori della dose annuale massima per la popolazione residente in un'area di 5 km attorno alla centrale è pari circa $4.7 \cdot 10^{-2}$ μSv/a prevalentemente dovuto all'ingestione di ortaggi, cereali e frutta contaminati da Pb-210 e

Po-210 (dati reperiti da "Attività lavorative con materiali ad elevato contenuto di radioattività naturale (NORM: Naturally Occurring Radioactive Materials)" rapporto APAT RTI CTN_AGF 3/2004). Tale dato deve essere confrontato con il valor medio dell'esposizione della popolazione italiana pari a circa 4.5 mSv/a.

4.6.1.2 Stima degli impatti potenziali

Il progetto prevede la dismissione degli attuali gruppi a carbone e la costruzione di un gruppo alimentato a gas naturale, il quale contiene quantità trascurabili di radionuclidi naturali. Si può quindi senz'altro affermare che l'impatto sull'esposizione della popolazione alle radiazioni ionizzanti è migliorativo rispetto al già trascurabile impatto dovuto all'assetto attuale.

4.6.2 Radiazioni Non Ionizzanti

4.6.2.1 Stato attuale della componente

Attualmente, la centrale di Brindisi Sud è connessa alla Rete di Trasmissione Nazionale attraverso una stazione elettrica a 380 kV collocata all'interno del confine della centrale e collegata mediante quattro elettrodotti a 380 kV (uno per ciascun generatore) alla Stazione Elettrica (SE) Terna di Brindisi Sud.

Vista la posizione degli stalli all'interno della proprietà della centrale, lontani da aree accessibili al pubblico, si può affermare che il campo magnetico generato sia inferiore al valore di attenzione e all'obiettivo di qualità per il campo magnetico definiti dal DPCM 8/7/2003 per la popolazione.

Anche per quanto riguarda l'impatto sul campo elettrico, la posizione degli stalli all'interno della proprietà Enel e la presenza della recinzione, garantiscono che esso si mantenga al di sotto del limite di esposizione di 5 kV/m nelle aree accessibili al pubblico.

4.6.2.2 Stima degli impatti potenziali

Il progetto prevede solo la sostituzione degli interruttori di linea e ausiliari e la posa di cavi in XLPE a 400 kV per il collegamento tra i due trasformatori principali e gli stalli della centrale esistente. A regime, il nuovo TG1A evacuerà la potenza prodotta attraverso lo stallo 2 esistente, il nuovo TG1B attraverso lo stallo 4 (o 3) e il TV1 attraverso lo stallo 1. Le caratteristiche delle nuove apparecchiature e la loro collocazione all'interno del confine della centrale garantiscono che i livelli di campo elettrico e magnetico nelle aree accessibili al pubblico si mantengano al di sotto dei limiti prescritti dal DPCM 8/7/2003. Inoltre, poiché nel suo nuovo assetto la centrale di Brindisi Sud avrà una potenza pari a 1680 MW, inferiore agli attuali 2640 MW, le correnti circolanti nei conduttori saranno minori di quelle attuali e quindi il campo magnetico generato sarà più basso dell'attuale, per altro già conforme ai limiti applicabili.

4.6.3 Radiazioni luminose

Il sistema di illuminazione sarà progettato in modo da fornire un adeguato livello di illuminamento in tutte le nuove aree operative e fornirà l'illuminazione necessaria per la gestione da parte del personale addetto, incluse le emergenze. In relazione all'inquinamento luminoso, sulla base delle informazioni ad oggi disponibili e relative alla progettazione preliminare degli interventi, è ipotizzabile che l'intervento non generi significativi incrementi di radiazione luminosa rivolta verso il cielo rispetto alle attuali emissioni luminose della Centrale.

4.7 Paesaggio

4.7.1 Stato attuale della componente

4.7.1.1 Caratterizzazione paesaggistica di area vasta

Per sua natura il paesaggio della provincia brindisina è una sorta di unicum continuo, nel quale sono tuttavia evidenziabili parti, sistemi, strutture componenti che ne determinano l'identità e la riconoscibilità. Il paesaggio brindisino si presenta prevalentemente antropizzato, non solo per la sua storia, ma soprattutto a causa della intensiva utilizzazione; esso quindi risulta caratterizzato da due sistemi principali, quello insediativo e quello colturale (l'80% del territorio provinciale è agricolo), strettamente interconnessi, con i quali si integra il sistema morfologico-naturale.

4.7.1.1.1 Il sistema insediativo

Per quanto riguarda il sistema insediativo, esso si è formato storicamente arretrato rispetto alla costa. Se si eccettua infatti Brindisi, protetta verso il mare da una profonda insenatura, i centri che si sono affermati nei secoli successivi alla civiltà romana, nel medioevo e oltre, sono collocati nell'interno, utilizzando, non solo per ragioni difensive, ma anche per la salubrità dei siti rispetto agli impaludamenti delle aree pianeggianti costiere, le morfologie rilevate del suolo. Così sul bordo dell'altipiano delle Murge sono situati alcuni centri, ambiti di forte identità, così come sui piccoli rilievi che ne caratterizzano il gradino degradante meridionale, mentre, nella sua parte centrale, la grande depressione carsica, la Valle d'Itria, naturalmente protetta e favorita da più abbondanti precipitazioni che compensano l'aridità del suolo carsico, oltre che dall'insediamento di alcuni centri, è riconoscibile per il mirabile, famoso insediamento sparso dei "trulli", strutture che, come le "masserie", più o meno fortificate a seconda del periodo storico, caratterizzano tuttora l'insediamento fuori dai centri in tutto il territorio.



Figura 4.7.1 – Veduta aerea della Città di Brindisi

4.7.1.1.2 Il sistema culturale

Il sistema culturale si è conformato in relazione ai caratteri territoriali, utilizzando le grandi pianure per i seminativi asciutti, una volta completata la bonifica dei ristagni e mantenendo le zone interne, relativamente più acclivi e morfologicamente articolate, per le colture legnose, in prevalenza olivo, ma anche vite e mandorli, e dando così origine al conosciutissimo paesaggio agrario di queste terre. L'oliveto, in sintesi, se pur con intercalate zone locali a seminativo e misto alla vite e agli alberi da frutto, si estende sostanzialmente per tutto il territorio rilevato dell'altopiano delle Murge, interessandone sia la Valle d'Itria che le propaggini a sud, fino alle prime ondulazioni delle Serre Salentine dei comuni sud-orientali, estendendosi anche nella piana costiera nord-orientale riparata dal potente bastione delle Murge, e lasciando libera l'area della Pianura di Brindisi, concentrica alla città.



Figura 4.7.2 – Tipico paesaggio agrario della Piana Brindisina

4.7.1.1.3 Il sistema morfologico-naturale

Il paesaggio della Provincia di Brindisi è caratterizzato, dal punto di vista della struttura fisica, da un assetto morfologico che deriva dalla presenza di un potente banco calcareo di origine mesozoica, la cui parte sommitale costituisce l'altopiano delle Murge che, estendendosi in direzione O NO – E SE dalla bassa valle dell'Ofanto, a nord di Bari, occupa gran parte del territorio nord-occidentale provinciale, delimitato, verso sud, lungo la direttrice Taranto-Brindisi, da una discontinuità tettonica, la "Soglia messapica", che lo divide dal Salento.

Questo altopiano, nei comuni di Fasano, Cisternino e Ostuni, si presenta come un alto e ripido versante, prevalentemente ricoperto di vegetazione boschiva e arbustiva; oltre Ostuni e lungo tutto il suo perimetro sud-orientale, si abbassa con andamenti dolci, stemperandosi nell'area prevalentemente pianeggiante della "Pianura di Brindisi".

Il banco inferiore è delimitato da una linea di costa, in parte bassa e sabbiosa, per gran parte frastagliata da piccole insenature a fondo sabbioso derivanti dall'erosione dei venti da nord, che articolano il gradino costiero, rilevato anche di alcuni metri. Le forme della costa cambiano a partire dalla punta che delimita a Nord l'insenatura di Torre Guaceto (a nord della città di Brindisi), estremo bordo occidentale di una barriera lagunare smantellata di cui rimane la testimonianza negli scogli Apani. Qui scompaiono quasi del tutto le piccole

insenature e, a sud della grande insenatura di Brindisi, la costa continua in parte con un gradino rilevato, in parte con la presenza dune e fasce sabbiose.

La linea costiera presenta zone di vegetazione naturale, prevalentemente erbacea ma anche cespugliosa, tipica delle zone rocciose, di quelle dunali sabbiose, di quelle umide retrodunali. Il sistema dei corsi d'acqua per gran parte irreggimentati anche a formare invasi artificiali, hanno tutti andamento prevalente sud-ovest nord-est e presentano un'esigua vegetazione ripariale.



Figura 4.7.3 – Litorale nei pressi di Brindisi

4.7.1.2 Principali caratteristiche paesaggistiche e territoriali

Il progetto si inserisce nel paesaggio della costa meridionale brindisina, coincidente con il territorio costiero ed il suo immediato entroterra, compreso tra la linea di costa, una linea convenzionale costituita dalla sublitoranea provinciale 88/87, l'area industriale e la periferia sud di Brindisi.

Si tratta di un territorio pianeggiante, costituito prevalentemente da sabbie argillose e calcaree e solcato dal tratto terminale di diversi corsi d'acqua canalizzati, testimoni della presenza di vaste zone paludose bonificate a partire dal Novecento, generalmente riconoscibili per via della vegetazione ripariale in alcuni casi continua, densa e arborea, in grado di dare origine a complessi di macchia mediterranea estesi, come nel caso del Bosco di Cerano, in corrispondenza della profonda lama del fosso Siedi.

La morfologia della linea costiera è articolata: al tratto settentrionale alla fascia di spiaggia fa seguito un quasi ininterrotto cordone dunale coperto da vegetazione bassa, con una zona retrodunale caratterizzata da importanti zone umide come stagni permanenti o semipermanenti o saline, peraltro costituenti, con la costa, il Parco Regionale di Salina di Punta della Contessa. Segue poi un tratto di costa alta, senza spiaggia (zona di Punta della Contessa - Torre Mattarelle), a sua volta seguita da un lungo tratto di costa bassa con marcati segni di erosione continua fino al limite provinciale, contrastati da opere a mare come scogliere artificiali parallele alla riva, in corrispondenza degli insediamenti costieri meridionali di Campo di Mare – Torre S. Gennaro.

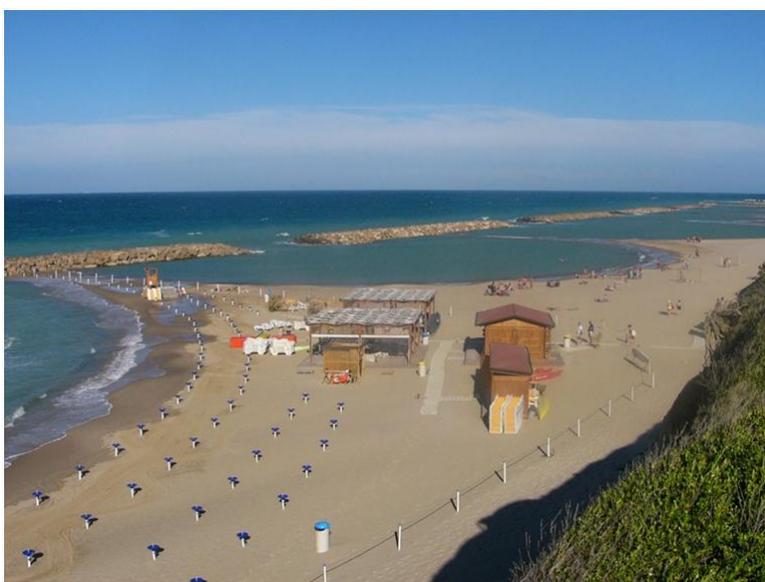


Figura 4.7.4 – Località Campo di Mare

Questo territorio è intensamente coltivato: i campi arrivano fino alla costa e a ridosso delle zone umide, articolati sempre secondo trame regolari, ricordo della bonifica e dell'appoderamento, come i pochi casali a nord della centrale di Cerano, con allineamenti principali dati dalle strade locali, tracciate quasi ortogonalmente alla costa, che articolano il paesaggio agricolo in appezzamenti di medie dimensioni, quasi esclusivamente a seminativi, con andamenti generalmente paralleli alla costa.

Il paesaggio è fortemente caratterizzato dalla Centrale Federico II, la cui ciminiera, i gruppi operativi, i serbatoi, i depositi di carbone e le altre strutture, sono diventati una componente predominante, come, se pur con diversi effetti morfologico-visuali, la pipeline con le sue torri di smistamento che convoglia verso la Centrale il combustibile dal porto di Brindisi.

La S.P.87, connessa con la S.S. 613 per Lecce e con la tangenziale di Brindisi, corre pressoché parallela alla linea di costa, collegando i centri costieri per vacanza e seconda casa che nei

decenni recenti si sono aggiunti alle torri costiere (Torre Mattarelle, Torre S. Gennaro), unici insediamenti storicamente presenti.



Figura 4.7.5 – Torre Mattarelle

I centri abitati formano un sistema discontinuo appoggiato alla strada provinciale, una sorta di tangenziale esterna che "contiene" i singoli centri, raggiungibili da essa mediante immissione diretta o mediante strade di allaccio a pettine, mentre tratti di una litoranea li connettono dalla parte della costa.

I tessuti dei centri sono configurati secondo lottizzazioni a struttura ortogonale, a densità variabile e con gradi di completezza diversi, mentre la tipologia prevalente è la casa unifamiliare su lotti generalmente piccoli, accompagnata, nelle realizzazioni più recenti, da quella in linea e a schiera.

In questa discontinuità paesaggistica causata prevalentemente dall'espansione di piccoli insediamenti incompleti e in fase di formazione, testimonianza di dinamiche di crescita, si sono però mantenuti alcuni elementi di notevole interesse ambientale e paesaggistico, rappresentati dalla Riserva Naturale Regionale Orientata Bosco di Cerano e dal Parco Regionale di Salina di Punta della Contessa, di cui si fornisce di seguito una breve descrizione delle peculiarità naturalistiche e paesaggistiche.

Riserva Naturale Regionale Orientata Bosco di Cerano

La Riserva Naturale Regionale Orientata Bosco di Cerano si sviluppa lungo il Canale Siedi, nei Comuni di Brindisi e San Pietro Vernotico ed occupa un'area di 1.158 ettari.

Il bosco di Cerano è un'estesa formazione costituita da un'importante selezione di specie arboree. L'area protetta tutela la porzione residuale di un bosco costiero caratterizzato dalla presenza di macchia mediterranea e formazioni di leccio. Particolari condizioni microclimatiche permettono lo sviluppo di piante igrofile come l'olmo campestre e il carpino nero, con presenza di un fitto sottobosco. Un tempo gli alberi coprivano

interamente il territorio, spingendosi fino a ridosso del mare: nel corso dei secoli il processo di antropizzazione ha ridotto il bosco a favore dell'agricoltura, che a sua volta ha ceduto il passo agli insediamenti.

Tra gli animali, sono presenti molti piccoli roditori e il tasso. Ricca è anche l'avifauna presente nella Riserva: più di sessanta specie, di cui 28 nidificanti, soprattutto passeriformi (occhiocotto, cardellino, fringuello, capinera, usignolo); rilevante è la presenza di rapaci, sia diurni che notturni. In primavera l'area è visitata dal rigogolo e dalla cicogna bianca.

La Riserva ricomprende anche il Sito di Importanza Comunitaria denominato "Bosco Tramazzone" (cod. IT9140001) ed una parte di essa è ricompresa nella Zona Costiera di Cerano, caratterizzata da macchia mediterranea sita nei Comuni di S. Pietro Vernotico e Brindisi", vincolata ai sensi dell'art. 136 del D. Lgs. 42/2004.

La riserva non sarà interferita in alcun modo dalle attività in progetto.



Figura 4.7.6 – Riserva Naturale Regionale Orientata Bosco di Cerano

Parco Regionale di Salina di Punta della Contessa

Il Parco Naturale Regionale, a qualche chilometro a Sud della città di Brindisi, si sviluppa tra Capo di Torre Cavallo e Punta della Contessa ed occupa un'area di 1.697 ettari. La zona umida, di 214 ettari, presenta grande interesse dal punto di vista ornitologico e paesaggistico, per la presenza di un insieme di bacini costieri temporanei con substrato di limi e argille pleistoceniche, alimentati da corsi d'acqua canalizzati provenienti

dall'entroterra, denominati "Le Chianche" e "Foggia di Rau", o, più a sud, anche da sorgenti di acqua dolce.

I bacini sono separati dal mare dalla spiaggia sabbiosa che si estende per una larghezza fino a 15 metri. L'intera area ha pregevoli aspetti vegetazionali ed è costituita da estesi salicornieti e da ambienti lagunari con *Ruppia cirrhosa*.

Parte del Parco, per le sue qualità faunistiche e vegetazionali, è ricompresa nella Zona di Protezione Speciale/Sito di Importanza Comunitaria "Stagni e Saline di Punta della Contessa"(cod. IT9140003).

Tali zone sono infatti importanti siti sia per la nidificazione e la sosta dell'avifauna migratoria acquatica: sono state segnalate circa 14 specie nidificanti, tra cui beccacce di mare, cigni, folaga, aironi, germani reali e moretta, sia per la vegetazione presente, costituita in prevalenza da *rupopia chirrosa*, *agropyron junceum*, *ammophilla sp.* e molte altre appartenenti a categorie fenologiche d'interesse internazionale.

Il Parco non sarà interferito in alcun modo dalle attività in progetto.



Figura 4.7.7 – Parco Regionale di Salina di Punta della Contessa

4.7.1.3 Cenni storici del Comune di Brindisi

L'area di centrale si trova nella parte sud del territorio della provincia di Brindisi. La città di Brindisi ha una storia che risale all'età preromana, detta età messapica, e rappresenta la fase storica che segna la partenza della cultura brindisina, fra il VII-VI e III sec. a. C. A., sono di questo periodo le mura megalitiche di Corte Capozziello e Via Camassa, poi ricostruite in età romana e bizantina. La Brindisi messapica aveva stretto sicuramente rapporti commerciali intensi con l'opposta sponda adriatica e con le popolazioni greche dell'Egeo: tali rapporti sono documentati dai reperti archeologici ritrovati.

Successivamente Brindisi fu dominio romano dal III sec. a. C. al V d.C. La sua fortuna fu dovuta alla posizione come crocevia per chi si recava in Grecia per motivi culturali. Di tale dominazione, lunga e molto ricca, Brindisi, colonia latina dal 244 a.C., conserva molte testimonianze. Dal II secolo a.C. Brindisi fu collegata direttamente con Roma dalla Via Appia attraverso Taranto, Venosa e Benevento; sotto Traiano venne lastricato un tratto costiero, la Via Traiana, che passava per Egnazia e Canosa e raggiungeva l'Appia a Benevento. Brindisi divenne così il principale porto romano verso l'Oriente, sia come base navale per tutte le guerre con la Macedonia, la Grecia e l'Asia minore, sia come importante centro commerciale.

Nel periodo Medievale Brindisi fu sede episcopale e un centro importante per l'evangelizzazione della zona. Terminato il prestigio del periodo sotto l'Impero Romano, nel VI secolo fu occupata dai Goti; e successivamente subì un serie di devastazioni ad opera delle dominazioni che si alternarono, fino agli inizi del XI secolo quando ritornò stabilmente sotto il controllo degli imperatori bizantini che cominciarono la ricostruzione. Nei periodi successivi la città fu dominio di Normanni, dominio degli Svevi, prima e degli Angioini e degli Aragonesi poi. Infine, sotto gli Spagnoli aumentò la decadenza della città dovuta anche alla chiusura del porto.

Sarà nel 1775 con la dominazione borbonica che Brindisi ebbe nuovamente un periodo di crescita economica: sotto Ferdinando IV di Borbone, fu riattivato per opera dell'ingegnere Andrea Pignonati il canale d'uscita del porto interno e furono risanate le paludi adiacenti alla città. La città fu così collegata con il nuovo sistema stradale che veniva realizzato nel Regno e successivamente fu scelta come caposaldo della linea ferroviaria adriatica, alla cui realizzazione attesero il vecchio regno borbonico e il nuovo stato unitario. Infine, con l'apertura del canale di Suez nel 1869, Brindisi divenne il terminale europeo della Valigia delle Indie: dal 1870 al 1914 fu il porto d'imbarco della principale comunicazione tra l'Europa Occidentale e l'Oriente.

Ricordano la storia della città gli edifici che ancora si possono ammirare all'interno della città: le Colonne Romane e scalinata Virgiliana, il Castello Alfonsino-Aragonese, il Castello Svevo i bastioni e le mura che risalgono al periodo dei Messapi.

4.7.2 Stima degli impatti potenziali

4.7.2.1 Metodologia

Il paesaggio contemporaneo può essere considerato come esito di un processo collettivo di stratificazione, nel quale le trasformazioni pianificate e/o spontanee, prodotte ed indotte, si susseguono secondo continuità e cesure, in maniera mutevole a seconda dei momenti e dei contesti.

La principale finalità di un'analisi del paesaggio, oltre a riuscire a leggere i segni che lo connotano, è quella di poter controllare la qualità delle trasformazioni in atto, affinché i nuovi segni, che verranno a sovrapporsi sul territorio, non introducano elementi di degrado, ma si inseriscano in modo coerente con l'intorno. L'inserimento di nuove opere, o la modificazione di opere esistenti, inducono riflessi sulle componenti del paesaggio e sui rapporti che ne costituiscono il sistema organico e ne determinano la sopravvivenza e la sua globalità. Ogni intervento di trasformazione territoriale contribuisce a modificare il paesaggio, consolidandone o destrutturandone relazioni ed elementi costitutivi, proponendo nuovi riferimenti o valorizzando quelli esistenti.

L'impatto che l'inserimento dei nuovi elementi produrrà all'interno del sistema paesaggistico sarà più o meno consistente, in funzione delle loro specifiche caratteristiche (dimensionali, funzionali) e della maggiore o minore capacità del paesaggio di assorbire nuove variazioni, in funzione della sua vulnerabilità.

Per la valutazione dei potenziali impatti del progetto in esame sul paesaggio sono state quindi effettuate indagini di tipo descrittivo e percettivo. Le prime, indagano i sistemi di segni del territorio dal punto di vista naturale, antropico, storico-culturale, mentre quelle di tipo percettivo sono volte a valutare la visibilità dell'opera. Le principali fasi dell'analisi condotta sono le seguenti:

- **individuazione degli elementi morfologici, naturali ed antropici** eventualmente presenti nell'area di indagine considerata attraverso analisi della cartografia;
- descrizione e definizione dello spazio visivo di progetto e analisi delle condizioni visuali esistenti (**definizione dell'intervisibilità**) attraverso l'analisi della cartografia (curve di livello, elementi morfologici e naturali individuati) e successiva verifica dell'effettivo bacino di intervisibilità individuato mediante sopralluoghi mirati;
- **definizione e scelta dei recettori sensibili all'interno del bacino di intervisibilità** ed identificazione di punti di vista significativi per la valutazione dell'impatto, attraverso le simulazioni di inserimento paesaggistico delle opere in progetto (fotoinserimenti);
- **valutazione dell'entità degli impatti sul contesto visivo e paesaggistico**, con individuazione di eventuali misure di mitigazione e/o compensazione degli impatti.

4.7.2.2 Sintesi degli elementi morfologici, naturali e antropici

La vulnerabilità di un paesaggio nei confronti dell'inserimento di nuovi elementi è legata sia alla qualità degli elementi che connotano il territorio che all'effettiva possibilità di relazioni visive e percettive con le opere analizzate.

Inoltre, le relazioni che un generico osservatore stabilisce col contesto percettivo risentono, oltre che del suo personale bagaglio culturale, anche delle impressioni visive che si possono cogliere, in un ideale percorso di avvicinamento o di esplorazione, nei dintorni del sito

osservato. Appare quindi opportuno identificare gli elementi che determinano le effettive aree poste in condizioni di intervisibilità con le opere.

Per l'identificazione dei suddetti elementi sono considerati i "fattori" percettivi indicati di seguito:

- elementi morfologici: la struttura morfologica (orografica e idrografica) di un territorio contribuisce a determinare il suo "aspetto" e incide notevolmente sulle modalità di percezione dell'opera in progetto, sia nella visione in primo piano che come sfondo dell'oggetto percepito;
- copertura vegetale: l'aspetto della vegetazione o delle altre forme di copertura del suolo contribuisce fortemente a caratterizzare l'ambiente percepibile;
- segni antropici: l'aspetto visibile di un territorio dipende in maniera determinante anche dalle strutture fisiche di origine antropica (edificato, infrastrutture, ecc.) che vi insistono. Oltre a costituire elementi ordinatori della visione, esse possono contribuire, positivamente o negativamente, alla qualità visiva complessiva del contesto.

Gli elementi morfologici, naturali ed antropici caratterizzanti il paesaggio in esame, sono riportati nella *Tavola 4.7.1 – Carta di sintesi degli elementi morfologici, naturali e antropici del territorio*, in cui sono evidenziati gli elementi strutturali del paesaggio e quelli che costituiscono, per le loro particolari qualità percettivo-culturali, le emergenze paesaggistiche.

L'area in cui si colloca la centrale Federico II di Brindisi è un'area pianeggiante posizionata in prossimità della costa. Il territorio circostante è prevalentemente agricolo trattato a seminativo, ma caratterizzato da contorni alberati e intervallato da macchie di frutteti e oliveti a sesto regolare.

Questa zona è, come già approfondito nei capitoli precedenti, un'area a destinazione industriale adiacente alla fascia costiera. Gli impianti industriali, da tempo presenti nella zona, hanno ormai forme e linee assimilate dal paesaggio. La vegetazione dei residui di boschi e dei frutteti presenti nelle aree agricole circostanti crea delle barriere visive che mitigano la visuale della zona industriale dalle aree adiacenti.

4.7.2.3 Definizione e analisi delle condizioni di intervisibilità

Al fine di cogliere le potenziali interazioni che una nuova opera può determinare con il paesaggio circostante, è necessario, oltre che individuare gli elementi caratteristici dell'assetto attuale del paesaggio, riconoscerne le relazioni, le qualità e gli equilibri, nonché verificare i modi di fruizione e di percezione da parte di chi vive all'interno di quel determinato ambito territoriale o di chi lo percorre.

Per il raggiungimento di tale scopo, in via preliminare, è stato delimitato il campo di indagine in funzione delle caratteristiche dimensionali delle opere da realizzare,

individuando, in via geometrica, le aree interessate dalle potenziali interazioni visive e percettive, attraverso una valutazione della loro intervisibilità con le aree di intervento.

È stato quindi definito un ambito di intervisibilità tra gli elementi in progetto e il territorio circostante, in base al principio della "reciprocità della visione" (bacino d'intervisibilità).

Lo studio dell'intervisibilità è stato effettuato tenendo in considerazione diversi fattori: le caratteristiche degli interventi, la distanza del potenziale osservatore, la quota del punto di osservazione paragonata alle quote delle componenti di impianto ed infine, attraverso la verifica sul luogo e attraverso la documentazione a disposizione, l'interferenza che elementi morfologici, edifici e manufatti esistenti o altri tipi di ostacoli pongono alla visibilità delle opere in progetto.

Lo studio si configura pertanto come l'insieme di una serie di livelli di approfondimento che, interagendo tra loro, permettono di definire l'entità e le modalità di visione e percezione delle nuove opere nell'area in esame. Esso si compone di quattro fasi:

- l'analisi cartografica, effettuata allo scopo di individuare preliminarmente i potenziali punti di visibilità reciproca nell'intorno dell'area indagata;
- il rilievo fotografico in situ, realizzato allo scopo di verificare le ipotesi assunte dallo studio cartografico;
- l'elaborazione delle informazioni derivanti dalle fasi precedenti, attraverso la predisposizione della carta di intervisibilità.

4.7.2.3.1 Analisi cartografica

Una prima analisi è stata effettuata sulla cartografia a disposizione e sulla ortofoto dell'area di interesse. L'analisi è stata finalizzata ad approfondire la conformazione e la morfologia del territorio in modo da verificare la presenza di punti particolarmente panoramici, la presenza di recettori e infrastrutture.

Per valutare la superficie in cui verificare la visibilità del progetto si è fatto riferimento alla letteratura in cui si distingue tra un'area di impatto locale e una di impatto potenziale.

L'area di impatto locale corrisponde alle zone più vicine a quella in cui gli interventi saranno localizzati, mentre l'area di impatto potenziale corrisponde alle zone più distanti, per la visibilità dalle quali occorre tenere conto degli elementi antropici, morfologici e naturali che possono costituire un ostacolo visivo.

4.7.2.3.2 Rilievo fotografico in situ

Il rilievo sul posto è stato condotto nella prima settimana di maggio. Durante il sopralluogo, oltre ad individuare la posizione dei nuovi manufatti, sono stati identificati in campo gli elementi morfologici, naturali e antropici precedentemente individuati dall'analisi della cartografia e dai risultati della carta di intervisibilità teorica, ritenuti potenziali punti di

vista e recettori sensibili dell'impatto sul paesaggio. Tali sopralluoghi hanno avuto inoltre lo scopo di verificare la presenza di ostacoli visivi eventualmente non rilevati dalla lettura della cartografia (ad esempio la presenza di vegetazione o di edifici o altri ostacoli non segnalati sulla cartografia) e l'effetto delle reali condizioni meteorologiche locali sulla percepibilità ipotizzata.

È stato effettuato un rilievo fotografico dello stato dei luoghi, per testimoniare i caratteri del luogo e verificare l'effettiva visibilità delle opere previste dai punti di vista ritenuti più significativi. Il rilievo fotografico è stato effettuato con apparecchio digitale ed è stato finalizzato ad ottenere per ogni vista prescelta più scatti fotografici in condizioni differenti di luminosità.

In fase di rilievo fotografico si è inoltre proceduto alla determinazione di alcuni punti riconoscibili come parti degli elementi presenti nell'area, così che potessero costituire dei riferimenti dimensionali, propedeutici alla realizzazione degli inserimenti fotografici.

Gli scatti più rappresentativi del rilievo fotografico sono presentati nella *Tavola 4.7.2–Rilievo fotografico dello stato dei luoghi*.

4.7.2.3.3 Carta di intervisibilità

La carta di intervisibilità reale, riportata nella *Tavola 4.7.3 – Carta di intervisibilità*, specifica la porzione di territorio nella quale si verificano condizioni visuali e percettive delle opere in progetto nel contesto in cui esse si inseriscono. Essa prende le basi dalla analisi cartografica e dalle verifiche condotte nell'area di interesse e fornisce l'intervisibilità delle opere di progetto dalle aree circostanti. Per meglio comprendere le informazioni contenute nella tavola, di seguito sono riportate le definizioni dei concetti di "visibilità" e di "percepibilità" di un eventuale elemento in un determinato contesto paesaggistico/territoriale.

Per ciò che concerne il concetto di "visibilità" sono state individuate tre categorie:

- **Zone a visibilità totale**, quando le opere possono essere osservate nella loro totalità e di esse sono distinguibili le forme, i colori, le linee che le caratterizzano;
- **Zone a visibilità parziale**, quando possono essere osservate solo alcune parti delle opere, delle quali sono distinguibili le forme, i colori, le linee che le caratterizzano;
- **Zone a visibilità nulla**, quando nessuna parte delle opere può essere osservata.

Per quanto riguarda, invece, il concetto di "percepibilità" dell'opera, vengono individuate le seguenti classi di livello, così definite:

- **Zone a percepibilità medio/alta**, quando le opere in progetto vengono riconosciute dal potenziale osservatore quali elementi nuovi e/o di modificazione del contesto nel quale vengono collocate;

- **Zone a percepiibilità bassa/nulla**, quando le opere in progetto non vengono chiaramente identificate nel contesto di riferimento dal potenziale osservatore, in quanto assorbite e/o associate ad altri elementi già esistenti e assimilabili nel bagaglio culturale/percettivo dell'osservatore stesso.

Risulta evidente, quindi, che la percepiibilità, strettamente legata alla visibilità, può essere valutata solo nel caso in cui una particolare opera risulti visibile totalmente o parzialmente.

La percezione del paesaggio dipende da molteplici fattori, che vanno presi in considerazione: profondità, ampiezza della veduta, illuminazione, esposizione, posizione dell'osservatore; a seconda della profondità della visione possiamo distinguere tra primo, secondo piano e piano di sfondo, l'osservazione dei quali contribuisce in maniera differente alla comprensione degli elementi del paesaggio.

La qualità visiva di un paesaggio dipende dall'integrità, rarità dell'ambiente fisico e biologico, dall'espressività e leggibilità dei valori storici e figurativi, e dall'armonia che lega l'uso alla forma del suolo.

La definizione di "paesaggio percepito" diviene dunque integrazione del fenomeno visivo con i processi culturali, che derivano dall'acquisizione di determinati segni.

L'analisi percettiva non riguarda, per le ragioni sopra riportate, solo gli aspetti strettamente e fisiologicamente visivi della percezione, ma investe altresì quel processo di elaborazione mentale del dato percepito che costituisce la percezione culturale, ossia il frutto di un'interpretazione culturale della visione, sia a livello singolo sia sociale, che va ben oltre il fenomeno nella sua accezione fisiologica.

Ciò considerato, il bacino di visuale sarà il risultato della matrice di seguito riportata:

	Visibilità totale	Visibilità parziale	Visibilità nulla
Percepiibilità medio/alta			n.d.
Percepiibilità bassa/nulla			n.d.

Tabella 4.7.1 – Individuazione dei bacini di intervisibilità

Come si evince quindi dalla *Tavola 4.7.3 – Carta di intervisibilità*, le nuove opere, data la conformazione del terreno pianeggiante per lo più sgombra di elementi detrattori, saranno visibili nella lunga distanza in alcuni tratti, tuttavia è opportuno ricordare che la visibilità delle opere è sempre influenzata dalla percepiibilità delle stesse, relazionabile alla presenza di altri elementi detrattori di carattere lineare (elettrodotti esistenti, linee telefoniche, reticolo viario, area industriale già presente) e puntuale (piccoli complessi industriali e artigianali, capannoni industriali isolati, edifici).

L'area prescelta per la localizzazione della nuova unità ricade totalmente all'interno della perimetrazione del sito di Centrale, nella porzione antistante la linea di costa.

Gli elementi più alti del progetto (camino, corpi macchina) saranno visibili nella distanza, tuttavia osservando la Carta si può notare come gli interventi non saranno visibili dalle aree a sud oltre il Bosco di Tramazzone a causa della folta macchia alberata e della dimensione contenuta dei nuovi volumi.

A nord invece, a causa dell'assenza di alberature anche a contorno dei campi coltivati, gli interventi saranno visibili nella loro totalità dall'area agricola, mentre non saranno visibili dall'area circostante la torre Mattarelle a causa delle alberature presenti. Da ovest gli interventi saranno visibili fino alla linea dell'autostrada da cui invece non saranno visibili per la presenza di rilevati lungo l'arteria che taglia il territorio con una linea retta. Le opere, trovandosi lungo la costa, saranno tuttavia totalmente visibili da mare, lungo le rotte dei traghetti turistici e navi mercantili, maggiormente in prossimità della costa e in modo ridotto dalla distanza man mano che ci si allontana. Inoltre, gli interventi saranno visibili da alcune zone solo in modo parziale e da notevole distanza.

4.7.2.4 Individuazione dei recettori significativi e identificazione di punti di vista

La fase successiva all'identificazione del bacino di intervisibilità riguarda l'individuazione di recettori particolarmente sensibili da un punto di vista di percezione visiva della nuova infrastruttura, poiché appartenenti a contesti in cui la popolazione vive (ad esempio i centri urbanizzati compatti o le aree caratterizzate dalla presenza di un urbanizzato disperso), trascorre del tempo libero (lungo la rete escursionistica) o transita (ad esempio gli assi viari delle strade esistenti). Tali recettori costituiscono, per le loro caratteristiche di "fruibilità" punti di vista significativi dai quali è possibile valutare l'effettivo impatto delle opere sul paesaggio.

Vengono definiti "punti di vista statici" quelli in corrispondenza di recettori in cui il potenziale osservatore è fermo, mentre "punti di vista dinamici" quelli in cui il potenziale osservatore è in movimento: maggiore è la velocità di movimento, minore è l'impatto delle opere osservate. L'impatto, in pari condizioni di visibilità e percepibilità, può considerarsi, quindi, inversamente proporzionale alla dinamicità del punto di vista.

I sopralluoghi effettuati hanno permesso di individuare i canali di massima fruizione del paesaggio (punti e percorsi privilegiati, per esempio), dai quali indagare le visuali principali dell'opera in progetto, ricorrendo a foto-simulazioni dell'intervento previsto.

Per valutare l'interferenza delle opere in progetto prodotte sul paesaggio, in relazione alla loro visibilità-percepibilità, tenendo conto dei canali di massima fruizione del paesaggio, i punti di vista sono stati selezionati in modo da essere rappresentativi del bacino di intervisibilità dell'intervento in esame.

In particolare, i punti di vista prescelti per la valutazione degli impatti sono rappresentati nella *Tavola 4.7.4 – Individuazione dei punti di vista per i fotoinserimenti*.

Tabella 4.7.2 – Punti di vista delle simulazioni di inserimento paesaggistico

Punto di Vista	Localizzazione	Direzione della visuale	Tipologia
1	Parcheggio presso il Lido di Cerano		Statico
2	Strada Provinciale 87		Dinamico
3	In prossimità di alcune case sparse lungo la Strada Provinciale 88		Statico

Punto di Vista	Localizzazione	Direzione della visuale	Tipologia
4	Area agricola a nord della centrale		Statico
5	Parcheggio in prossimità del Lido Campo di Mare		Statico
6	Dal percorso pedonale all'interno della Riserva orientata del Bosco di Cerano		Dinamico

Punto di Vista	Localizzazione	Direzione della visuale	Tipologia
7	Dalla strada per la Torre Mattarelle		Dinamico

I punti di vista scelti in prossimità del sito della centrale sono caratterizzati da una fruizione che varia da modesta a media in funzione dei luoghi in prossimità dei punti in cui sono stati presi. Per esempio, lungo le Strade provinciali la fruizione sarà media essendo delle vie di comunicazione intercomunali, nella zona agricola sarà bassa con una fruizione dovuta esclusivamente alle attività svolte. In prossimità dei lidi e delle aree protette la fruizione sarà media a causa dell'affluenza turistica.

4.7.2.5 Valutazione dell'impatto sul paesaggio

4.7.2.5.1 Fase di cantiere e di fine esercizio

L'impatto nella fase di cantiere sul contesto percettivo sarà limitato alla presenza temporanea di macchine per il sollevamento degli elementi e comunque confinata all'interno del recinto di Centrale nelle aree rese disponibili a Sud e a Ovest rispetto all'impianto esistente. Da Nord risulterà visivamente nascosta dalle aree esterne alla centrale a causa presenza degli edifici di centrale già esistenti. Dalle aree a Ovest e a Sud le installazioni saranno più visibili, tuttavia, le macchine necessarie per la fase di cantiere saranno strutture temporanee con altezze ridotte rispetto alle parti impiantistiche esistenti nella Centrale.

Le operazioni di montaggio delle diverse strutture saranno eseguite con adeguati mezzi di sollevamento. In considerazione del fatto che durante la fase di cantiere le strutture impiegate andranno ad occupare zone già ad oggi a destinazione industriale con elementi aventi altezze contenute, e che la loro presenza si limiterà all'effettiva durata della

cantierizzazione (quindi limitata nel tempo), dal punto di vista paesaggistico si può ritenere che l'impatto della fase di cantiere sia nullo.

4.7.2.5.2 Fase di esercizio

Le modificazioni sulla componente paesaggio indotte dalla realizzazione delle opere in progetto sono state valutate in merito a:

- Trasformazioni fisiche dello stato dei luoghi, cioè trasformazioni che alterino la struttura del paesaggio consolidato esistente, i suoi caratteri e descrittori ambientali (suolo, morfologia, vegetazione, beni culturali, beni paesaggistici, ecc);
- Alterazioni nella percezione del paesaggio fruito ed apprezzato sul piano estetico.

Per quanto riguarda il primo punto le trasformazioni fisiche del paesaggio sono da ritenersi in generale poco significative in quanto:

- le opere di scavo e di realizzazione dei nuovi impianti sono confinate all'interno del perimetro dell'area di Centrale compreso in un'area avente destinazione industriale e circondata da impianti assimilabili a quelli di progetto;
- l'area di realizzazione degli interventi non include beni di pregio architettonico ed i beni culturali presenti nella zona non verranno danneggiati né in alcun modo interferiti a seguito della realizzazione degli interventi;
- le aree di cantiere sono interne all'area della Centrale esistente e quindi non avranno ricadute sulle zone limitrofe.

È tuttavia opportuno evidenziare che la centrale si trova in prossimità di aree sensibili come la riserva naturale orientata Bosco di Cerano e il Parco Naturale Regionale Salina di Punta della Contessa, ma queste aree non saranno alterate in alcun modo dagli interventi.

Per ciò che concerne l'alterazione della percezione del paesaggio si è ritenuto opportuno effettuare un'analisi maggiormente approfondita, come descritto nel precedente § 4.7.2.1, volta all'individuazione dei punti di vista maggiormente significativi ai fini della valutazione delle modifiche alle visuali del contesto ed alla percepibilità delle nuove opere.

Una volta selezionate le viste più rappresentative del rapporto tra i siti interessati dall'intervento e l'ambiente circostante, si è proceduto all'elaborazione delle planimetrie e dei prospetti della dei nuovi impianti ed edifici di progetto, base di partenza per la creazione del modello tridimensionale dell'intervento.

L'elaborazione del modello 3D è stata realizzata con un programma di elaborazione grafica tridimensionale che permette di creare modelli fotorealistici. Con tale modello sono stati, quindi, elaborati gli inserimenti fotografici con il corretto rapporto di scala.

La valutazione dell'entità degli impatti generati fa riferimento alla seguente classificazione:

- impatto alto;
- impatto medio;
- impatto basso;
- impatto trascurabile;
- impatto nullo.

Tale classificazione tiene conto non solo della visibilità e della percepibilità delle opere dai punti di vista selezionati, ma anche delle peculiarità e dei livelli di fruizione del luogo presso il quale è stato considerato il punto di vista. Per meglio definire l'entità degli impatti spesso sono state utilizzate accezioni di valutazione derivanti dagli incroci di quelli sopra individuati (es. "impatto medio-basso" o "impatto basso-trascurabile").

Si riporta di seguito la descrizione dei punti di vista selezionati e la relativa valutazione dell'impatto sulle visuali interessate e sul contesto paesaggistico interferito.

Punto di vista 1: dal parcheggio della spiaggia di Cerano

Il punto di vista selezionato è stato scattato in prossimità dell'abitato di Castel Petriolo. (Tabella 4.7.2, Figura 4.7.8, Figura 4.7.9).

Tale punto di vista è da considerarsi statico, in quanto offre la vista all'osservatore che sosta nel parcheggio presso la spiaggia. La fruizione del punto di vista è media, perlopiù di tipo ricreativo da parte di coloro che si recano in spiaggia.

Il contesto paesaggistico presenta una sensibilità bassa poiché, sebbene presenti alcuni tratti di naturalità il parcheggio mostra evidenti segni di antropizzazione.

Da tale punto di vista i corpi di centrale sono quasi totalmente nascosti alla vista dalla presenza di una folta bordura arbustiva, dietro la quale si distingue parte del camino e la sommità del corpo delle torri refrigeranti esistenti, delle nuove opere si vedono solo le porzioni superiori dei quattro camini.

La percepibilità delle opere risulta bassa, poiché dallo scorcio la visuale si staglia sulla vegetazione in primo piano, le porzioni delle nuove opere visibili parzialmente, non modificheranno i caratteri peculiari di questa vista.

Per le ragioni sopra espresse, l'impatto visivo generato su tale punto di vista dalla realizzazione delle opere in progetto può quindi essere considerato di bassa entità.



Figura 4.7.8 – Punto di vista 1 – Stato di fatto



Figura 4.7.9 – Punto di vista 1 – Simulazione

Punto di vista 2: dalla strada provinciale 87

Il punto di vista selezionato è stato scattato dalla strada provinciale che conduce anche all'ingresso della centrale. (Tabella 4.7.2, Figura 4.7.10, Figura 4.7.11).

Tale punto di vista è da considerarsi dinamico a media percorrenza, in quanto offre la vista all'osservatore che percorre questa strada extraurbana per recarsi da un centro abitato ad un altro oppure verso l'area industriale della centrale. La fruizione del punto di vista è media, perlopiù costituita da coloro che utilizzano la via per gli spostamenti.

Il contesto paesaggistico presenta una sensibilità bassa, poiché la visuale è aperta sui campi a seminativo e sono presenti numerosi elementi detrattori come tralicci dell'alta tensione e l'area industriale della centrale esistente.

Da tale punto di vista, ravvicinato, i corpi di centrale sono visibili nella loro quasi totalità ad eccezione dell'attacco a terra nascosto dalla cortina alberata che corre intorno al recinto di centrale; si vedranno sia i volumi già esistenti che quelli di progetto.

La percepibilità delle opere risulta media, poiché anche se da questo punto la visuale si apre sulla distesa di grano, la distanza ravvicinata rende nitida la visuale sulle nuove opere che tuttavia hanno ridotte dimensioni in proporzione ridotte rispetto alle preesistenze. Tuttavia, la presenza di differenti tipologie di impianti e degli edifici esistenti di centrale assimilabili a quelli di progetto, non modificheranno i caratteri peculiari delle visuali dal percorso.

Per le ragioni sopra espresse, l'impatto visivo generato su tale punto di vista dalla realizzazione delle opere in progetto può quindi essere considerato di bassa entità.



Figura 4.7.10 – Punto di vista 2 – Stato di fatto



Figura 4.7.11 – Punto di vista 2 – Simulazione

Punto di vista 3: in prossimità di alcune case sparse sulla strada Provinciale 88

Il punto di vista selezionato è stato scattato in prossimità di alcune case sparse lungo la S.P. 88. (Tabella 4.7.2, Figura 4.7.12, Figura 4.7.13).

Tale punto di vista è da considerarsi statico, in quanto offre la vista all'osservatore che abita le case sparse. La fruizione del punto di vista è media, perlopiù costituita dai residenti.

Il contesto paesaggistico presenta una sensibilità bassa poiché ci troviamo in prossimità di una strada dalla quale la visuale si apre sulla centrale esistente.

Da tale punto di vista i corpi di centrale sono quasi totalmente nascosti alla vista dalla presenza di una folta bordura arbustiva, dietro la quale si distingue solo la parte superiore degli edifici esistenti, e solo i camini dei nuovi elementi di progetto inseriti tra quelli preesistenti.

La percepibilità delle opere risulta trascurabile, poiché dallo scorcio la visuale si staglia sulla vegetazione in primo piano si staglia centrale in primo piano e le nuove opere visibili parzialmente, non modificheranno i caratteri peculiari di questa vista.

Per le ragioni sopra espresse, l'impatto visivo generato su tale punto di vista dalla realizzazione delle opere in progetto può quindi essere considerato trascurabile.



Figura 4.7.12 – Punto di vista 3 – Stato di fatto



Figura 4.7.13 – Punto di vista 3– Simulazione

Punto di vista 4: dall'area agricola a nord della centrale

Il punto di vista selezionato è stato scattato tra i campi coltivati posti a nord del recinto di centrale (Tabella 4.7.2, Figura 4.7.14, Figura 4.7.15).

Tale punto di vista è da considerarsi statico, in quanto offre la vista all'osservatore che sosta nel campo. La fruizione del punto di vista è bassa, costituita unicamente da coloro che si trovano nella zona per lavorare.

Il contesto paesaggistico presenta una sensibilità bassa poiché, sebbene dimostri tratti di naturalità, quali la distesa di coltura a seminativo e una macchia di alberi posta a confine tra i campi, si tratta di un paesaggio comunque antropizzato senza nessun carattere di particolarità.

Da tale punto di vista l'impianto esistente di centrale è totalmente visibile per la sua estensione e le nuove opere, di entità inferiore ai volumi esistenti, si vedono solo per la

parte superiore dei camini, mentre i corpi macchina sono nascosti da altri volumi preesistenti.

La percepibilità dei nuovi impianti risulta trascurabile, poiché dallo scorcio la visuale si staglia sui campi in primo piano, e i nuovi interventi visibili da lontano, con altezze e volumi contenuti e del tutto assimilabili a quelli già presenti, non modificheranno i caratteri peculiari di questa vista.

Per le ragioni sopra espresse, l'impatto visivo generato su tale punto di vista dalla realizzazione delle opere in progetto può quindi essere considerato trascurabile.



Figura 4.7.14 – Punto di vista 4 – Stato di fatto



Figura 4.7.15 – Punto di vista 4 – Simulazione

Punto di vista 5: dal parcheggio del Lido Campo di Mare

Il punto di vista selezionato è stato scattato dal parcheggio del Lido Campo di Mare. (Tabella 4.7.2,, Figura 4.7.16, Figura 4.7.17).

Tale punto di vista è da considerarsi statico, in quanto offre la vista all'osservatore che sosta nel parcheggio presso la spiaggia. La fruizione del punto di vista è media, perlopiù di tipo ricreativo da parte di coloro che si recano in spiaggia.

Il contesto paesaggistico presenta una sensibilità bassa poiché, sebbene presenti alcuni tratti di naturalità, consiste in un'area adibita a parcheggio e sullo sfondo è già visibile in lontananza l'impianto di centrale esistente.

Da tale punto di vista i nuovi volumi e i camini, situati sul lato prospiciente il mare, pur se all'interno del recinto di centrale, sono esposti totalmente alla vista, infatti si vedono in lontananza a destra delle torri refrigeranti i quattro camini e i relativi volumi delle caldaie.

La percepibilità delle opere risulta bassa, poiché dallo scorcio la visuale si staglia sulla vegetazione in primo piano e sul mare, le nuove opere pur visibili totalmente sono del tutto assimilabili agli impianti già presenti e poste a distanza dell'osservatore non modificheranno i caratteri peculiari di questa vista.

Per le ragioni sopra espresse, l'impatto visivo generato su tale punto di vista dalla realizzazione delle opere in progetto può quindi essere considerato di bassa entità.



Figura 4.7.16 – Punto di vista 5 – Stato di fatto



Figura 4.7.17 – Punto di vista 5 – Simulazione

Punto di vista 6: dal percorso pedonale all'interno della riserva Bosco di Cerano

Il punto di vista selezionato è stato scattato dal percorso pedonale all'interno della riserva del Bosco di Cerano (Tabella 4.7.2, Figura 4.7.18, Figura 4.7.19).

Tale punto di vista è da considerarsi dinamico a bassa percorrenza e offre la vista all'osservatore che percorre a piedi il percorso di escursione all'interno della riserva. La fruizione del punto di vista è media, perlopiù di tipo ricreativo da parte di coloro che si recano a visitare l'area tutelata.

Il contesto paesaggistico presenta una sensibilità media poiché presenta tratti di spiccata naturalità, ma sullo sfondo è visibile la parte superiore del camino esistente.

Da tale punto di vista i corpi di centrale sono totalmente nascosti alla vista dalla presenza macchie arbustive, si vede in lontananza il camino esistente, le nuove opere si intravedono dietro un gruppo di arbusti.

La percepibilità delle opere risulta trascurabile, poiché dallo scorcio la visuale si staglia sulla vegetazione in primo piano, le nuove opere visibili solo per la parte sommitale dei camini non modificheranno i caratteri peculiari di questa vista.

Per le ragioni sopra espresse, l'impatto visivo generato su tale punto di vista dalla realizzazione delle opere in progetto può quindi essere considerato trascurabile.



Figura 4.7.18 – Punto di vista 6 – Stato di fatto



Figura 4.7.19 – Punto di vista 6 – Simulazione

Punto di vista 7: dalla strada di accesso all'area della Torre Mattarelle

Il punto di vista selezionato è stato dalla strada di accesso all'area della Torre Mattarelle che si colloca sul tratto costiero a nord del recinto di centrale. (Tabella 4.7.2, Figura 4.7.20, Figura 4.7.21).

Tale punto di vista è da considerarsi dinamico, a media percorrenza in quanto offre la vista all'osservatore che percorre in auto la strada. La fruizione del punto di vista è media, perlopiù di tipo ricreativo da parte di coloro che si recano nell'area lungo la costa.

Il contesto paesaggistico presenta una sensibilità bassa, poiché la vista si apre sui campi coltivati a seminativo privi di segni particolari e distintivi, sullo sfondo inoltre è visibile in lontananza l'impianto di centrale esistente.

Da tale punto di vista la centrale è visibile nella sua interezza in lontananza. Dei nuovi interventi si vedono nella loro interezza a sinistra della centrale esistente.

La percepibilità delle opere risulta tuttavia bassa, poiché dallo scorcio la visuale si staglia sui campi in primo piano e sullo sfondo all'impianto già esistente, le nuove opere visibili, di dimensioni ridotte rispetto alle preesistenze e del tutto assimilabili agli impianti già presenti, non modificheranno i caratteri peculiari di questa vista.

Per le ragioni sopra espresse, l'impatto visivo generato su tale punto di vista dalla realizzazione delle opere in progetto può quindi essere considerato di bassa entità.



Figura 4.7.20 – Punto di vista 7 – Stato di fatto



Figura 4.7.21 – Punto di vista 7 – Simulazione

4.7.3 Modificazione delle condizioni d'uso e della fruizione potenziale del territorio

Gli interventi progettuali previsti e analizzati nel presente Studio di Impatto Ambientale riguardano un territorio limitato ad un sito specifico, già interessato dall'uso industriale.

Dall'analisi delle caratteristiche progettuali degli interventi e di come questi si inseriscono nel contesto locale si evince che gli interventi possano ulteriormente condizionare il territorio interessato, già caratterizzato da una connotazione antropica di carattere segnatamente industriale.

4.8 Salute Pubblica

4.8.1 Stato attuale della componente

4.8.1.1 Area di studio

L'area di studio si estende in un raggio di 20 km attorno alla Centrale Termoelettrica Federico II di Brindisi ed è definita come l'area all'interno della quale sono comprese le maggiori ricadute al suolo delle emissioni gassose dell'impianto.

4.8.1.2 Analisi del territorio

L'area di studio ricade nella Regione Puglia, all'interno del territorio provinciale di Brindisi e Lecce, ed interessa i seguenti comuni (Tabella 4.8.1).

REGIONE	PROVINCIA	COD. ISTAT COMUNE	COMUNE
PUGLIA	BRINDISI	074016	San Pietro Vernotico
		074004	Cellino San Marco
		074018	Torchiarolo
		074001	Brindisi
	LECCE	075079	Squinzano
		075087	Trepuzzi

Tabella 4.8.1 – Elenco dei comuni interessati dall'area di studio

La copertura del suolo del territorio interessato dall'area di studio è stata identificata sulla base del suolo Corine Land Cover 2012, acquisito dal Geoportale Nazionale (<http://www.pcn.minambiente.it>) ed analizzato attraverso la strumentazione GIS.

Le principali categorie di uso del suolo presenti nei territori comunali indagati sono di seguito riportate (Tabella 4.8.2).

CATEGORIA DI USO DEL SUOLO	SUPERFICIE (mq)
ZONE URBANIZZATE DI TIPO RESIDENZIALE	62465196
ZONE INDUSTRIALI	21938185,37
ZONE ESTRATTIVE	2198156,36
ZONE VERDI ARTIFICIALI NON AGRICOLE	1040562,486
SEMINATIVI	219696764,4
COLTURE PERMANENTI	901534172,8
ZONE AGRICOLE ETEROGENEE	166052938,1
ZONE BOScate	2093970,445
ZONE CARATTERIZZATE DA VEGETAZIONE ARBUSTIVA E/O ERBACEE	1846155,196

Tabella 4.8.2 – Copertura del suolo nei comuni interessati dal sito

Come mostra il grafico sotto riportato (Figura 4.8.1), nell’area in esame il suolo è maggiormente utilizzato da colture permanenti (65,38%), seguito da seminativi (15,93%). Le superfici urbanizzate, invece, rappresentano il 4,53% dell’uso del suolo dell’area territoriale dei comuni considerati.

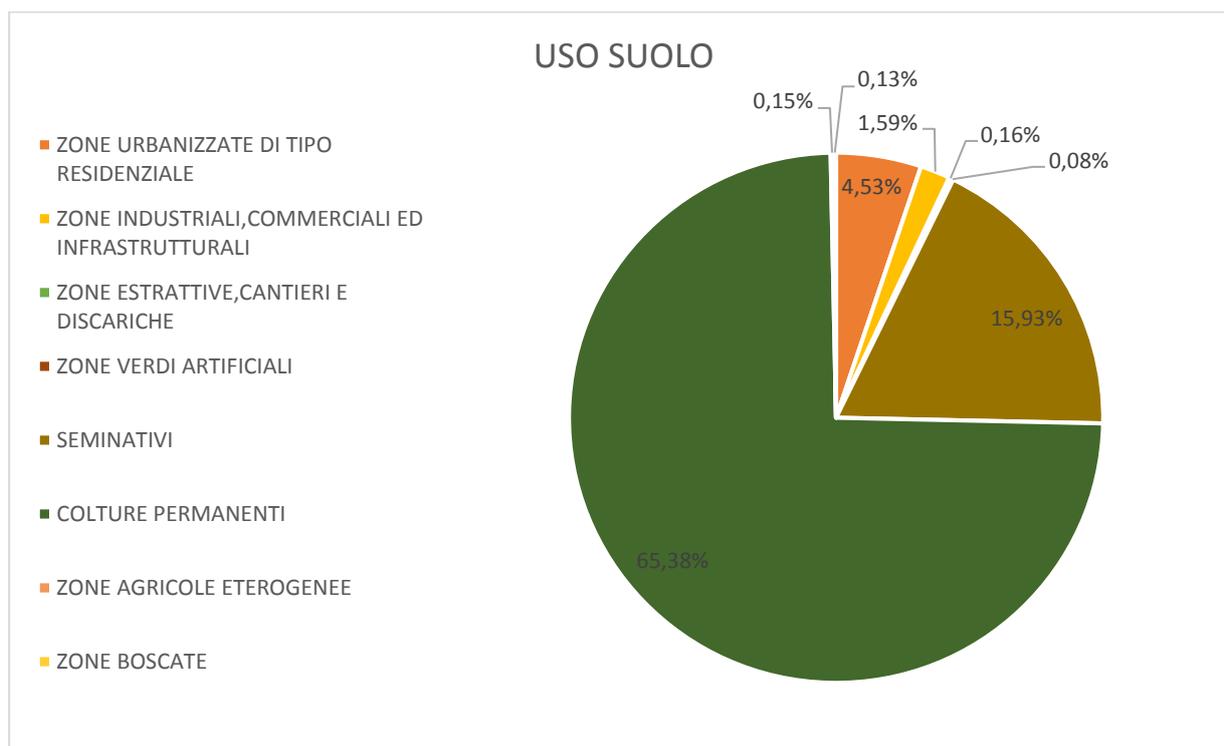


Figura 4.8.1 – Distribuzione delle principali categorie di uso del suolo nei comuni interessati

La Puglia è una regione “ponte” tra Europa Occidentale da un lato e Balcani, Nord del Mediterraneo e Asia dall’altro. Una posizione strategica che può essere pienamente valorizzata grazie ad una ricca dotazione infrastrutturale e servizi di logistica capillari ed efficienti.

Per quanto riguarda la dotazione infrastrutturale della Regione Puglia (cfr. Tabella 4.8.3) si rilevano i seguenti indici riferiti all'anno 2011 (Uniontrasporti da fonti: Istituto G. Tagliacarne, InfoCamere, Istat, ACI).

Indice di dotazione stradale:	75,50
Indice di dotazione ferroviaria:	107,38
Indice di dotazione porti:	110,28
Indice di dotazione aeroporti:	64,84
Indice infrastrutture economiche:	91,80
Indice generale infrastrutture:	90,53

Tabella 4.8.3 – Indici di dotazioni delle infrastrutture nella Regione Puglia – anno 2011

Riguardo agli indicatori di dotazione infrastrutturale economica (rete stradale, porti, aeroporti, rete ferroviaria), il Rapporto della provincia di Brindisi 2014 " *L'economia reale dal punto di osservazione delle Camere di Commercio* (a cura del Servizio Economia Locale C.C.I.A.A. di Brindisi) riporta il confronto tra la provincia brindisina e i livelli medi riscontrati su base regionale (ponendo il valore nazionale pari a 100); il confronto mostra come la rete brindisina dei collegamenti raggiunga standard ottimali con riferimento a tutte le tipologie di dotazione infrastrutturale, fatta eccezione per la rete stradale (cfr. Figura 4.8.2). In merito, si evidenzia che il livello dell'indicatore concernente la rete stradale (46,1) manifesta evidenti elementi deficitari rispetto sia alla media regionale (73,7), che al riferimento nazionale (100).

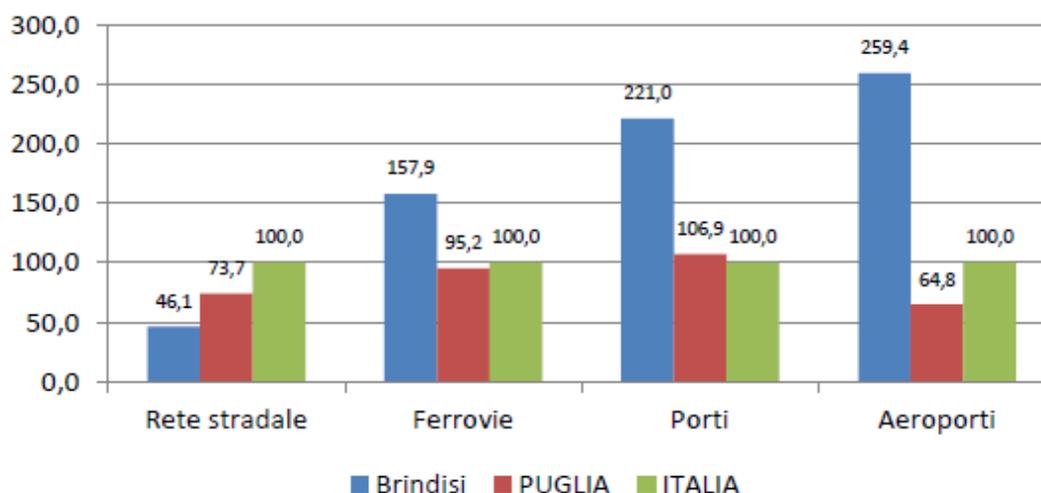


Figura 4.8.2 – Indicatori di dotazione infrastrutturale economica per provincia per categoria infrastrutturale. Anno 2012

Il confronto tra le province di Brindisi e di Lecce, entro cui ricadono i comuni interessati, mostra come la provincia di Brindisi presenta valori superiori in tutte le tipologie di infrastrutture, eccetto che per la rete stradale (Tabella 4.8.4):

Province	Rete stradale	Ferrovie	Porti	Aeroporti	Indice infrastrutturale totale	Indice infrastrutturale totale al netto dei porti	Indice delle infrastrutture economiche
Brindisi	46,1	157,9	221	259,4	125,2	114,6	146,9
Lecce	58,4	42,1	76,3	17	78	78,2	71,2
ITALIA	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tabella 4.8.4 – Indicatori di dotazione infrastrutturale per provincia (n.i. Italia=100) per categoria infrastrutturale. Anno 2012

4.8.1.3 Analisi demografica e socioeconomica

L'area di studio interessa i seguenti comuni della Provincia di Brindisi e Lecce, dei quali si riportano i dati relativi alla popolazione residente al 1° gennaio 2017 (fonte dati: ISTAT), suddivisi per sesso e classi di età (cfr. Tabella 4.8.5):

REGIONE	PROVINCIA	COD. ISTAT COMUNE	COMUNE	POPOLAZIONE RESIDENTE al 1° gennaio 2017 per sesso			Distribuzione della popolazione per classe di età		
				Popolazione residente maschi	Popolazione residente femmine	Popolazione residente TOTALE (maschi+femmine)	Da 0 a 14 anni	Da 15 a 64 anni	Oltre i 65 anni
PUGLIA	BRINDISI	074016	San Pietro Vernotico	6472	7212	13684	1.670	8.455	3.559
		074004	Cellino San Marco	3109	3475	6584	842	4070	1672
		074018	Torchiarolo	2673	2786	5459	712	3.542	1.205
		074001	Brindisi	42040	45780	87820	11.862	56.832	19.126
	LECCE	075079	Squinzano	6739	7361	14100	1.563	8.903	3.634
		075087	Trepuzzi	6977	7626	14603	1.884	9.360	3.359

Tabella 4.8.5 – Distribuzione della popolazione residente al 1° gennaio 2017 nei comuni interessati dal sito, suddivisa per classi di età e sesso

Il totale della popolazione residente nei 6 comuni interessati è di 142.250 residenti, di cui 68.010 maschi e 74240 femmine (cfr. Tabella 4.8.6).

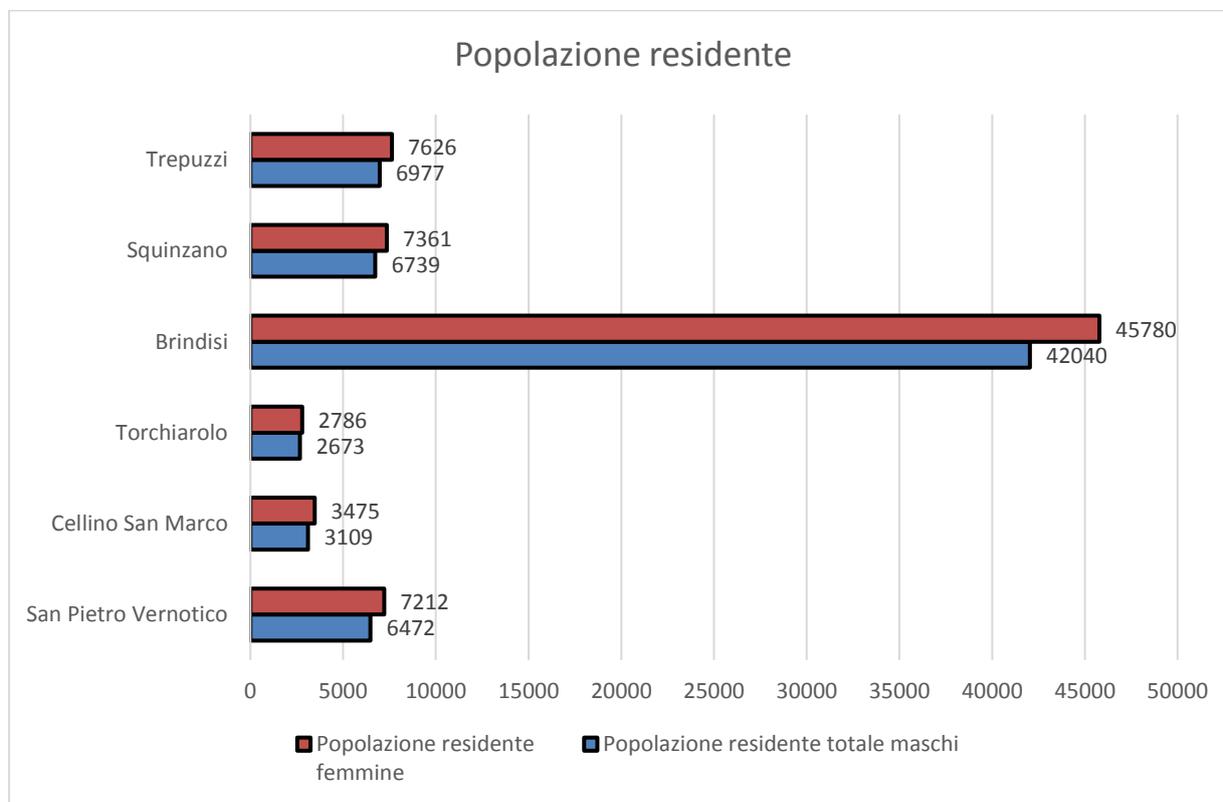


Tabella 4.8.6 – Totale della popolazione residente al 1° gennaio 2017 nei comuni interessati, suddivisa per sesso

Negli ultimi 10 anni, dal 2007 al 2017, positiva di popolazione residente è Torchiarolo (+7% ca.). Mentre, nella regione, si registra un generale decremento percentuale della popolazione nel 2017 che varia da -2,4% a -6,1% circa rispetto al 2007 (cfr. Tabella 4.8.7).

REGIONI	PROVINCE	COD.ISTAT COMUNE	COMUNI	Popolazione residente ultimi 10 anni		Variazione percentuale %
				2007	2017	
PUGLIA	BRINDISI	074016	San Pietro Vernotico	14.572	13.684	-6,1%
		074004	Cellino San Marco	6.772	6.584	-2,8%
		074018	Torchiarolo	5.104	5.459	7,0%
		074001	Brindisi	89.979	87.820	-2,4%
	LECCE	075079	Squinzano	14.803	14.100	-4,7%
		075087	Trepuzzi	14.523	14.603	0,6%

Tabella 4.8.7 – Popolazione residente negli ultimi 10 anni nei comuni interessati

I dati ISTAT disponibili (anno 2016) sulla densità abitativa dei comuni interessati dal sito di progetto, mostrano un rapporto maggiore ab/km² per il comune di Trepuzzi

(619,29 ab/km²), mentre il valore più basso (167ab/km²) è registrato per il Comune di Torchiarolo (cfr. Tabella 4.8.8).

REGIONI	PROVINCE	COD.ISTAT COMUNE	COMUNI	Densità abitativa- Anno 2016
PUGLIA	BRINDISI	074016	San Pietro Vernotico	288,79 ab/km ²
		074004	Cellino San Marco	172,57 ab/km ²
		074018	Torchiarolo	167,58 ab/km ²
		074001	Brindisi	261,70 ab/km ²
	LECCE	075079	Squinzano	471,08 ab/km ²
		075087	Trepuzzi	619,29 ab/km ²

Tabella 4.8.8 – Densità abitativa dei comuni interessati – anno 2016

L'analisi sul livello di istruzione all'interno dei territori comunali interessati dal sito è stata ricavata su dati ISTAT disponibili (anno 2011) e fanno riferimento alla popolazione di età > a 6 anni, suddivisa per grado di alfabetizzazione e grado di istruzione (cfr. Tabella 4.8.9).

REGIONI	PROVINCE	COD. ISTAT COMUNE	COMUNI	GRADO DI ISTRUZIONE DELLA POPOLAZIONE DI ETÀ >6 ANNI - Anno 2011							
				analfabeta	alfabeta privo di titolo di studio	licenza di scuola elementare	licenza di scuola media inferiore o di avviamento professionale	diploma di scuola secondaria superiore	diploma terziario non universitario del vecchio ordinamento e diplomi A.F.A.M.	titoli universitari	totale
PUGLIA	BRINDISI	074016	San Pietro Vernotico	434	1.476	2.955	3.895	3.434	38	1.048	13.280
		074004	Cellino San Marco	240	773	1.453	1.965	1.673	20	329	6.453
		074018	Torchiarolo	155	680	1.039	1.697	1.267	25	298	5.161
		074001	Brindisi	1.297	6.744	16.590	24.317	26.589	233	8.141	83.911
	LECCE	075079	Squinzano	419	1.290	3.241	4.379	3.390	38	1.085	13.842
		075087	Trepuzzi	319	1.277	2835	4.116	3.707	65	1.203	13.522

Tabella 4.8.9 – Grado di istruzione e di alfabetizzazione nei comuni interessati – anno 2011, suddiviso per titoli di studio

Come si può dedurre dalla tabella precedente, nel 2011 Brindisi, al di là dell'elevato numero di abitanti rispetto agli altri comuni, presenta la percentuale maggiore (circa il 90%) di persone istruite rispetto alla totalità di individui di età superiore ai 6 anni all'interno del proprio comune.

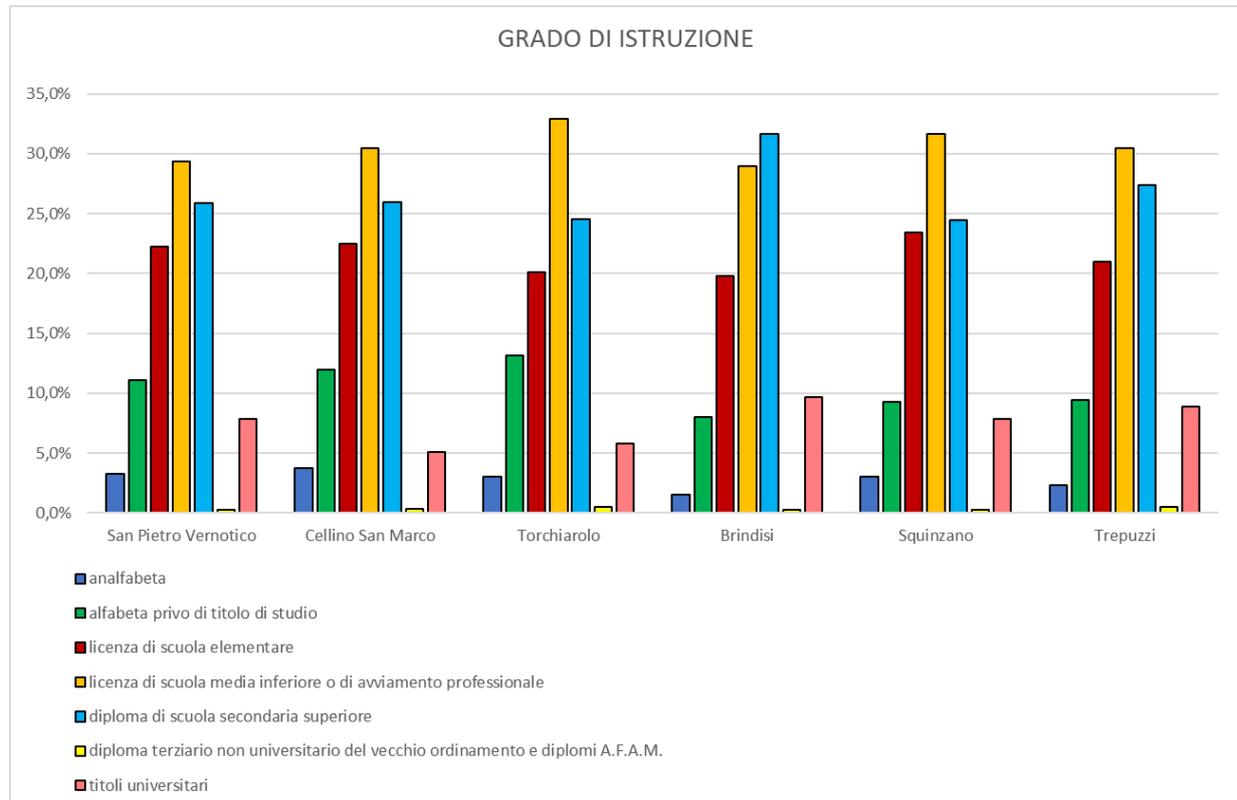


Figura 4.8.3 – Confronto della distribuzione del grado di istruzione nei comuni interessati

Il grafico sopra riportato nell'ambito della distribuzione del grado di istruzione mostra maggiore percentuale di:

- analfabeti nel comune di Cellino San Marco (3,7%);
- alfabeti privi di titolo di studio nel comune di Torchiarolo (13,2%);
- licenziati di scuola elementare nel comune di Squinzano (23,4%);
- licenziati di scuola media inferiore nel comune di Torchiarolo (32,9%);
- diplomati di scuola secondaria superiore nel comune di Brindisi (31,7%);
- diplomati con diploma terziario non universitario del vecchio ordinamento e diplomi A.F.A.M. nei comuni di Torchiarolo e Trepuzzi (0,5%);
- titolo universitario nel comune di Brindisi (9,7%).

Il tasso occupazionale è stato ricavato dai dati ISTAT disponibili su base provinciale (anno 2017), suddiviso per sesso e classi di età (cfr. Tabella 4.8.10).

Come mostra il grafico sotto riportato, il maggiore tasso occupazionale al 2017 per la provincia di Brindisi è registrato tra i maschi compresi nella fascia di età tra i 35 e i 44 anni (cfr. Figura 4.8.4), mentre, il maggiore tasso occupazionale al 2017 per la provincia di Lecce è registrato tra i maschi compresi nella fascia di età tra i 45 e i 54 anni (cfr. Figura 4.8.5).

REGIONI	PROVINCE	CLASSI DI ETÀ'										TASSO DI OCCUPAZIONE TOTALE (anno 2017)
		MASCHI 15-24	FEMMINE1 5-24	MASCHI 25-34	FEMMINE 25-34	MASCHI 35-44	FEMMINE 35-44	MASCHI 45-54	FEMMINE 45-54	MASCHI 55-64	FEMMINE 55-64	
PUGLIA	BRINDISI	20,1	13	59,1	42,9	79,6	41,8	73,7	31,2	61,3	30,5	34,9
	LECCE	17,3	8,7	47	37	69,1	48,4	71,6	38,2	53,3	22,5	32

Tabella 4.8.10 – Tasso di occupazione per la provincia di Lecce e Brindisi, suddiviso per classi di età e sesso

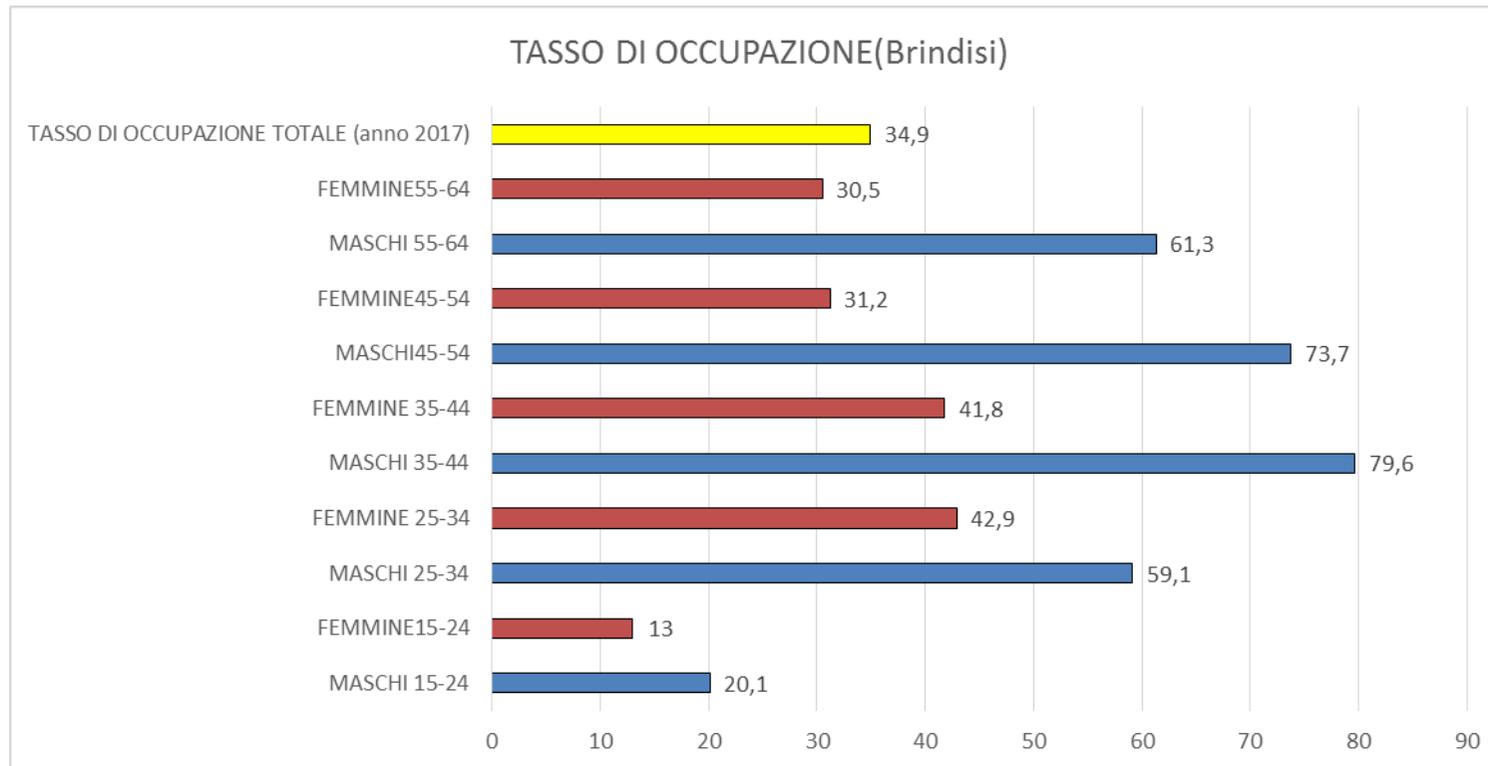


Figura 4.8.4 – Distribuzione del tasso di occupazione della Provincia di Brindisi, suddiviso per sesso e classi di età

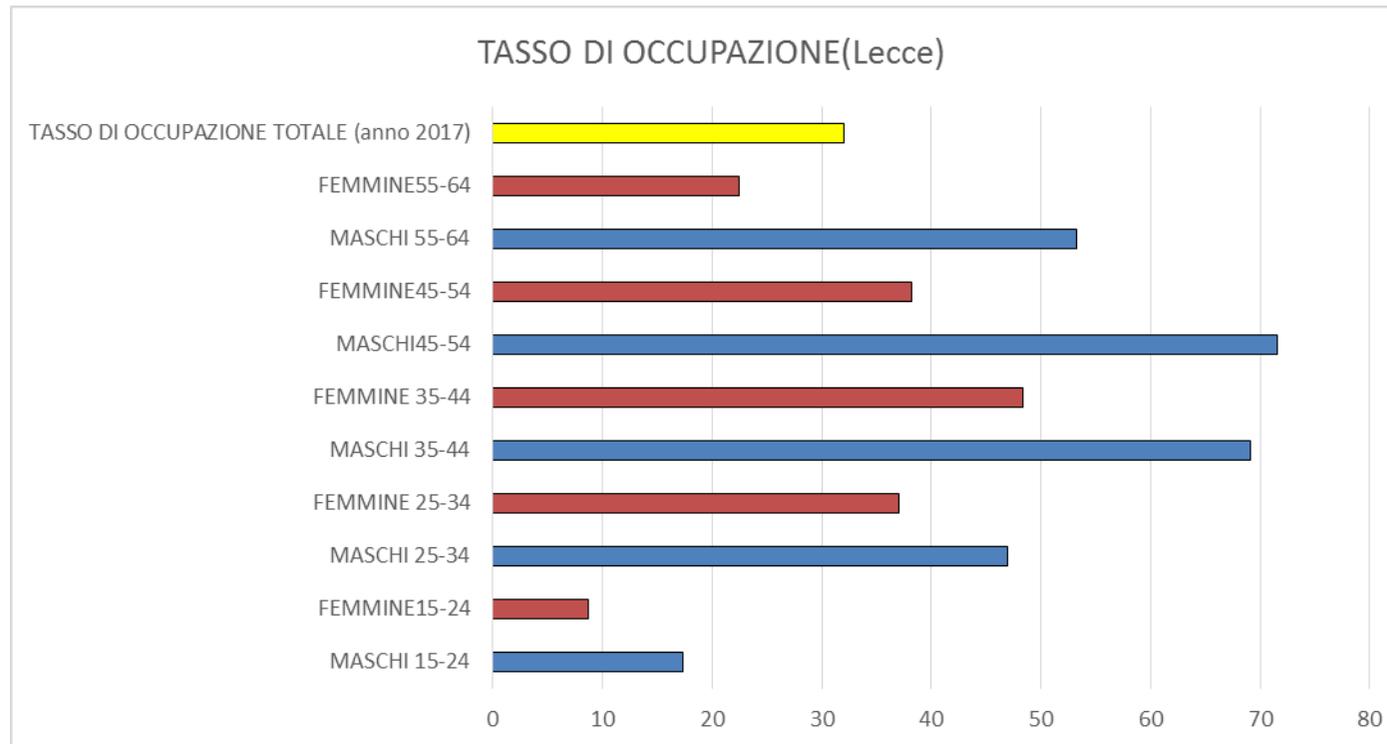


Figura 4.8.5 – Distribuzione del tasso di occupazione della Provincia di Lecce, suddiviso per sesso e classi di età

Con riferimento alle diverse sezioni di attività economica, di seguito si riportano i dati ISTAT a livello comunale, anno 2011 (cfr. Tabella 4.8.11).

REGIONE	PROVINCIA	COD. ISTAT COMUNE	COMUNE	OCCUPATI PER SEZIONI DI ATTIVITA' ECONOMICA- Dati comunali anno 2011						
				TOTALE	Agricoltura, silvicoltura e pesca	Totale industria	Commercio, alberghi e ristoranti	Trasporto, magazzinaggio, servizi di informazione e comunicazione	Attività finanziarie e assicurative, attività immobiliari, attività professionali, scientifiche e tecniche, noleggio, agenzie di viaggio, servizi di supporto alle imprese	Altre attività
PUGLIA	BRINDISI	074016	San Pietro Vernotico	4.301	644	1.059	743	211	429	1.215
		074004	Cellino San Marco	2.189	442	490	392	121	134	610
		074018	Torchiarolo	1.606	228	456	264	65	120	473
		074001	Brindisi	27.659	1.848	6.421	4.546	1.839	3.558	9.447
	LECCE	075079	Squinzano	4.049	386	849	811	193	373	1.437
		075087	Trepuzzi	4.406	195	1.175	642	253	472	1.669

Tabella 4.8.11 – Distribuzione degli occupati per sezioni di attività nei comuni interessati– anno 2011

Il Comune di Brindisi presenta il maggior numero di occupati (27.659), dove, escludendo altre attività, il 23% circa è occupato nel settore dell'attività industriale ed un 16% nel settore del commercio, alberghi e ristoranti. I comuni con il minor numero di occupati sono Cellino San Marco e Torchiarolo (Provincia di Brindisi), rispettivamente con 2.189 e 1.606 occupati, dove escludendo altre attività, la maggior parte degli occupati lavora nel settore dell'attività industriale (Cfr. Figura 4.8.6).

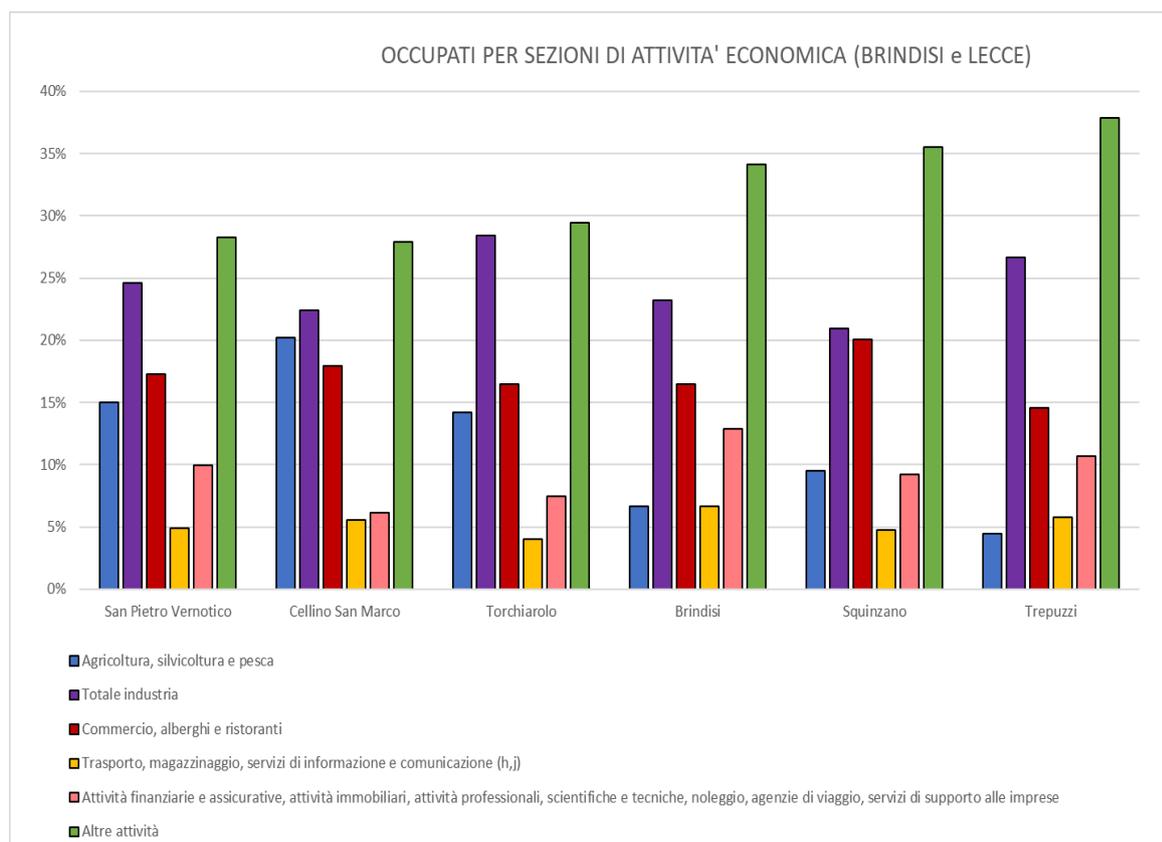


Figura 4.8.6 – Confronto degli occupati per sezione di attività, fra i comuni interessati – anno 2011

Le tabelle di seguito riportate (cfr. Tabella 4.8.12, Tabella 4.8.13, Tabella 4.8.14), mostrano i dati sul reddito imponibile persone fisiche ai fini delle addizionali all' IRPEF dei territori regionali, provinciali e comunali interessati. Nello specifico, l'individuazione del reddito nei territori comunali di interesse, è stato desunto dalle elaborazioni dei dati del Ministero dell'Economia e delle Finanze relativi all'anno d'imposta 2015 (Fonte: <http://www.comuni-italiani.it/statistiche/>).

Regione	Numero Dichiaranti	Popolazione	%pop	Importo Complessivo	%Totale	Reddito Medio	Media/Pop.
Puglia	2.513.518	4.077.166	61,6%	40.309.581.276	6,2%	16.037	9.887

Tabella 4.8.12 – Dati sul reddito imponibile persone fisiche ai fini delle addizionali all'IRPEF per la regione Puglia

Provincia	Numero Dichiaranti	Popolazione	%pop	Importo Complessivo	%Totale	Reddito Medio	Media/Pop.
Provincia di Brindisi	254.146	398.661	63,7%	3.970.328.401	10,1%	15.622	9.959
Provincia di Lecce	505.036	804.239	62,8%	7.748.469.658	20,1%	15.342	9.635

Tabella 4.8.13 – Dati sul reddito imponibile persone fisiche ai fini delle addizionali all'IRPEF per la provincia di Brindisi e Lecce

PROVINCIA	Comune	Dichiaranti	Popolazione	%pop	Importo Complessivo	Reddito Medio	Media/Pop.
BRINDISI	Brindisi	51.941	88.302	58,8%	1.000.291.384	19.258	11.328
	San Pietro Vernotico	9.051	13.786	65,7%	138.180.070	15.267	10.023
	Cellino San Marco	4.434	6.655	66,6%	61.342.018	13.834	9.217
	Torchiarolo	3.300	5.477	60,3%	46.752.645	14.167	8.536
LECCE	Squinzano	8.686	14.207	61,1%	128.518.818	14.796	9.046
	Trepuzzi	9.064	14.656	61,8%	139.321.025	15.371	9.506

Tabella 4.8.14 – Dati sul reddito imponibile persone fisiche ai fini delle addizionali all'IRPEF per i comuni interessati

4.8.1.4 Ricettori sensibili

L'individuazione dei ricettori sensibili (scuole, ospedali) all'interno dei territori comunali interessati dal progetto è stata effettuata consultando gli elenchi ufficiali, a livello provinciale e comunale, delle strutture presenti sul territorio.

Nello specifico, le strutture ospedaliere all'interno della Provincia di Brindisi e Lecce, interessata dal sito in progetto, sono state ricercate all'interno dell'elenco del Ministero della Salute (Fonte: <http://www.salute.gov.it/>), che riporta strutture di ricovero pubbliche e private (accreditate e non) attive al 30.12.2016, a livello provinciale e comunale (cfr. Tabella 4.8.15).

Per quanto, invece, attiene, l'individuazione delle strutture scolastiche presenti nei territori comunali di interesse, queste sono state acquisite dagli elenchi dell'Ufficio Scolastico Regionale per la Puglia, Ambito territoriale della provincia di Lecce per gli anni 2017-2018 (cfr. Tabella 4.8.16), e Ambito territoriale della provincia di Brindisi per gli anni 2014-2015 (cfr. Tabella 4.8.17) (<http://www.usplecce.it> e <http://www.istruzionebrindisi.it/>).

Codice struttura	Denominazione struttura	Indirizzo	CAP	Comune
160101	CASA DI CURA 'SALUS' - BRINDISI	VIA APPIA, 366	72100	BRINDISI
160151	IRCCS 'E.MEDEA'	Piazza Antonio Di Summa	72017	BRINDISI
160170	OSPEDALE BRINDISI 'PERRINO'	S.S.7 PER MESAGNE	72100	BRINDISI

Tabella 4.8.15 – Elenco delle strutture di ricovero pubbliche e private nei comuni interessati per le province di Lecce e Brindisi

Provincia	Codice Istit. Scolastica	Sede	Denominazione	Indirizzo
Lecce	LEIC86800R	TREPUZZI	TREPUZZI POLO 2	VIALE EUROPA
Lecce	LEIC86900L	TREPUZZI	TREPUZZI POLO 1	VIA G.ELIA, 103
Lecce	LEIC87000R	SQUINZANO	I.C. SQUINZANO	VIA BRINDISI, 7

Tabella 4.8.16 – Elenco istituzioni scolastiche nei comuni della provincia di Lecce interessati (anno 2017-2018)

Codice	Denominazione Scuola	Descrizione Comune	Indirizzo
BRIC80100N	IC-VALESIIUM- TORCHIAROLO	TORCHIAROLO	PIAZZA MUNICIPIO 6
BRIC80200D	I. C. "MANZONI" CELLINO S.M.	CELLINO SAN MARCO	VIA CASTEL FIDARDO, 70
BRIC81000C	ISTITUTO COMPRENSIVO "BOZZANO"	BRINDISI	VIALE ALDO MORO 2
BRIC811008	I.C. "SANT'ELIA - COMMENDA	BRINDISI	VIA MANTEGNA 8
BRIC812004	I.C. "SANTA CHIARA"	BRINDISI	VIALE TOGLIATTI
BRIC81300X	I.C. "COMMENDA"	BRINDISI	VIA MECENATE, 68
BRIC81400Q	I.C. "CENTRO 1" - BRINDISI	BRINDISI	CORSO ROMA,89
BRIC81500G	I.C. "CAPPUCCINI"	BRINDISI	VIA DON L. GUANELLA, 1
BRIC81600B	I.C. "PARADISO - TUTURANO"	BRINDISI	PIAZZA GRAZIA DELEDDA
BRIC817007	I.C. "CASALE"	BRINDISI	VIA PRIMO LONGOBARDO
BRIC82300E	I.C. S.PIETRO VERNOTICO	SAN PIETRO VERNOTICO	VIA MONTE PIANA
BRIC82400A	I.C. SAN.PANCRAZIO S.NO	SAN PANCRAZIO SALENTINO	VIA S. PASQUALE
BRIC83500R	I.C. "CENTRO" BRINDISI	BRINDISI	VIA FERRANTE FORNARI, 25
BRIS00200N	IS -MARZOLLA-SIMONE-DURANO - BRINDISI	BRINDISI	VIA NARDELLI, 2
BRIS013004	IISS MARCONI-FLACCO-BELLUZZI-BRINDISI	BRINDISI	VIA DEL LAVORO 21/E

Codice	Denominazione Scuola	Descrizione Comune	Indirizzo
BRIS01400X	IISS "C. DE MARCO-VALZANI"-BRINDISI	BRINDISI	VIA NICOLA BRANDI, 1
BRMM06500N	SMS MATERDONA - MORO MESAGNE	MESAGNE	VIA CARDUCCI
BRPM010003	LL -SOC-PSI-PED - PALUMBO BRINDISI	BRINDISI	VIA ACHILLE GRANDI, 17
BRPS09000V	LS -E. FERMI-MONTICELLI - BRINDISI	BRINDISI	VIALE PORTA PIA 39
BRRF010008	IPSSS -MORVILLO FALCONE-BR	BRINDISI	VIA GALANTI, 1
BRRH01000Q	IPSSAR "S. PERTINI" - BRINDISI	BRINDISI	VIA APPIA, 356
BRRIO10007	IPSIA -G.FERRARIS-BRINDISI	BRINDISI	VIA ADAMELLO N.18
BRTF010004	ITI -GIORGI - BRINDISI	BRINDISI	VIA AMALFI 2
BRTF030009	ITI -E. MAJORANA - BRINDISI	BRINDISI	VIA MONTEBELLO,11
BRTH01000G	ITSTL-CARNARO - BRINDISI	BRINDISI	VIA N. BRANDI, 11

Tabella 4.8.17 – Elenco istituzioni scolastiche nei comuni della provincia di Brindisi interessati (anno 2014-2015)

4.8.1.5 Fattori di rischio per la salute umana

In relazione ai fattori di rischio per la salute umana, con l'obiettivo di offrire una lettura più completa delle dinamiche sociali in atto, l'Istat, attraverso l'indagine Multiscopo "Aspetti della vita quotidiana", ha raccolto i dati relativi ai seguenti indicatori:

- Abitudine al fumo
- Consumo di bevande
- Indice di massa corporea e controllo del peso
- Stili alimentari

A livello regionale, si evidenziano i seguenti dati relativi agli indicatori sopra elencati (cfr. Figura 4.8.7, Figura 4.8.8, Figura 4.8.9, Figura 4.8.10)

Misura	per 100 persone con le stesse caratteristiche								
Sesso	totale								
Territorio	persone di 14 anni e più per abitudine al fumo			persone di 14 anni e più fumatori che fumano sigarette	persone di 14 anni e più fumatori per sigarette fumate				numero medio di sigarette al giorno
	fumatori	ex fumatori	non fumatori		fino a 5 sigarette	da 6 a 10 sigarette	da 11 a 20 sigarette	oltre 20 sigarette	
Puglia	18	18,8	61,9	97,1	26,8	37,1	33,6	2,5	10,9

Figura 4.8.7 – Abitudine al fumo - Fonte: ISTAT 2017

Misura	per 100 persone con le stesse caratteristiche			
Sesso	totale			
Tipo dato	persone di 11 anni e più che consumano bevande gassate	persone di 11 anni e più per consumo di alcolici fuori pasto	persone di 11 anni e più che consumano di vino	persone di 11 anni e più che consumano birra
Territorio				
Puglia	54,4	21,3	49,8	50,3

Figura 4.8.8 – Consumo di bevande - Fonte: ISTAT 2017

Misura	per 100 persone con le stesse caratteristiche			
Sesso	totale			
Tipo dato	persone di 18 anni e più per indice di massa corporea			
	sottopeso	normopeso	sovrappeso	obesi
Territorio				
Puglia	2	46,9	37,7	13,5

Figura 4.8.9 – Indice di massa corporea - Fonte: ISTAT 2017

Misura	per 100 persone con le stesse caratteristiche							
Tipo dato	persone di 3 anni e più per stile alimentare							
	colazione adeguata (con latte e/o del cibo)	pranzo in casa	pranzo in mensa	pranzo al ristorante o trattoria	pranzo al bar	pranzo sul posto di lavoro	pasto principale il pranzo	pasto principale la cena
Territorio								
Puglia	79,1	85,7	4,6	0,7	0,5	3,5	81,6	9,6

Figura 4.8.10 – Stili alimentari - Fonte: ISTAT 2016

Il Piano Sanitario Nazionale 2006-2008 ha indicato l'opportunità di monitorare i fattori comportamentali di rischio per la salute e la diffusione delle misure di prevenzione. Nel 2006, quindi, il Ministero della Salute ha affidato al Centro Nazionale di Epidemiologia, Sorveglianza e Promozione della Salute (CNESPS)

dell'Istituto Superiore di Sanità (ISS) il compito di sperimentare un sistema di sorveglianza della popolazione adulta dedicato a questi temi: PASSI, cioè Progressi delle Aziende Sanitarie per la Salute in Italia.

PASSI è un sistema di sorveglianza locale, con valenza regionale e nazionale. La raccolta dati avviene a livello di ASL tramite somministrazione telefonica di un questionario standardizzato e validato a livello nazionale ed internazionale. La popolazione in studio pugliese è costituita dalle persone di 18-69 anni iscritte nelle liste delle anagrafi sanitarie, aggiornate al 1° gennaio dell'anno di rilevazione. Criteri di inclusione nella sorveglianza Passi sono: la residenza nel territorio della ASL e la disponibilità di un recapito telefonico.

Il *Sistema di sorveglianza Passi Rapporto regionale 2011-2014* della Regione Puglia, individua per quanto riguarda l'abitudine al fumo, come sia più frequente nei 25 -34enni, negli uomini, nelle persone con titolo di studio di media inferiore, in quelle con molte difficoltà economiche e nei cittadini italiani.

Fra le ASL regionali, non si evidenziano differenze significative nelle percentuali di fumatori (range: dal 25,6% di Bari al 30,3 % di Taranto). L'ASL di Brindisi si attesta intorno al 27%, mentre la ASL di Lecce si intorno al 25,1 %. (cfr. Figura 4.8.11).

GRAFICO 8.3. Proporzione di soggetti fumatori, per ASL di residenza. Puglia e ASL, anni 2011 - 2014.

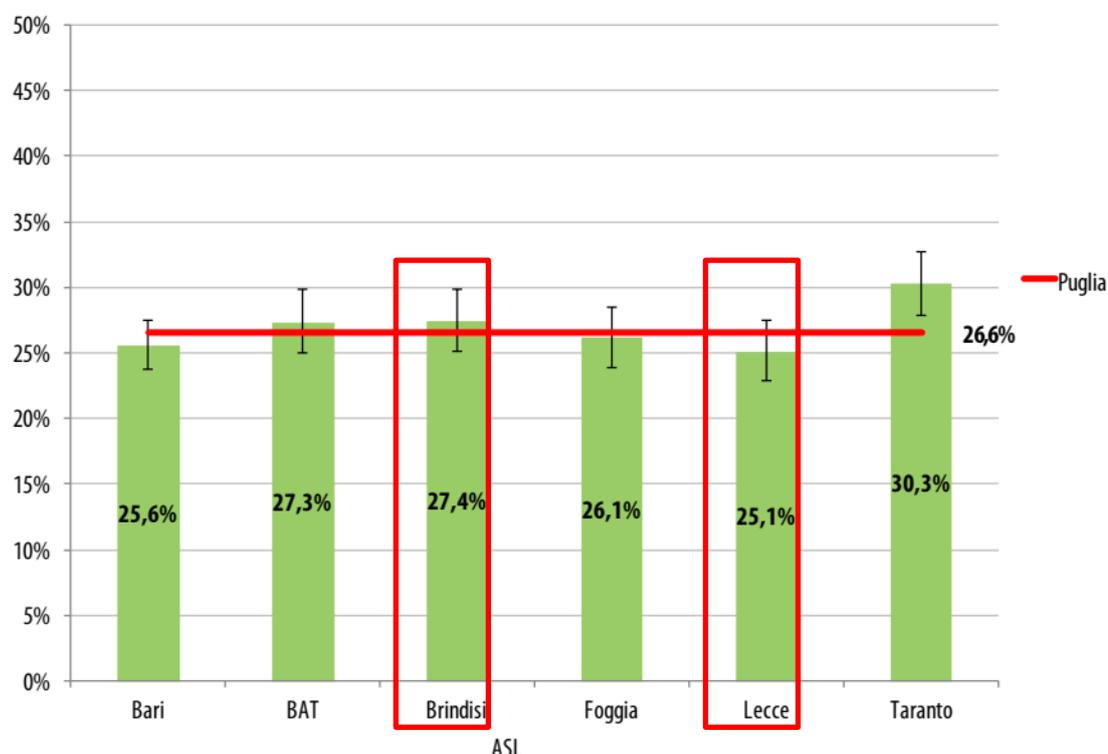


Figura 4.8.11 – Soggetti fumatori per ASL di residenza. Puglia anni 2011-2014

Il sistema "PASSI" misura il consumo di alcol in unità alcoliche standardizzate (UA). L'UA corrisponde a 12 grammi di alcol puro (etanolo), quantità approssimativamente contenuta in una lattina di birra (330 ml), un bicchiere di vino (125 ml) o un bicchierino di liquore (40 ml), alle gradazioni tipiche di queste bevande. PASSI monitora diversi aspetti del consumo a maggior rischio mediante indicatori specifici:

- consumo abituale elevato: per gli uomini, più di 2 UA medie giornaliere, corrispondenti a più di 60 unità alcoliche negli ultimi 30 giorni, e per le donne, più di 1 unità alcolica media giornaliera, corrispondente a più di 30 unità alcoliche negli ultimi 30 giorni;
- consumo binge: consumo, almeno una volta negli ultimi 30 giorni, di 5 o più (per gli uomini) o 4 o più (per le donne) unità alcoliche in una singola occasione;
- consumo esclusivamente o prevalentemente fuori pasto.

Tra le ASL regionali, Brindisi e Lecce presentano una differenza di percentuale minima, sono rispettivamente, 10,1% e 9,8%. (Figura 4.8.12).

GRAFICO 7.3. Proporzione di soggetti bevitori a rischio, per ASL di residenza. Puglia e ASL, anni 2011 - 2014.

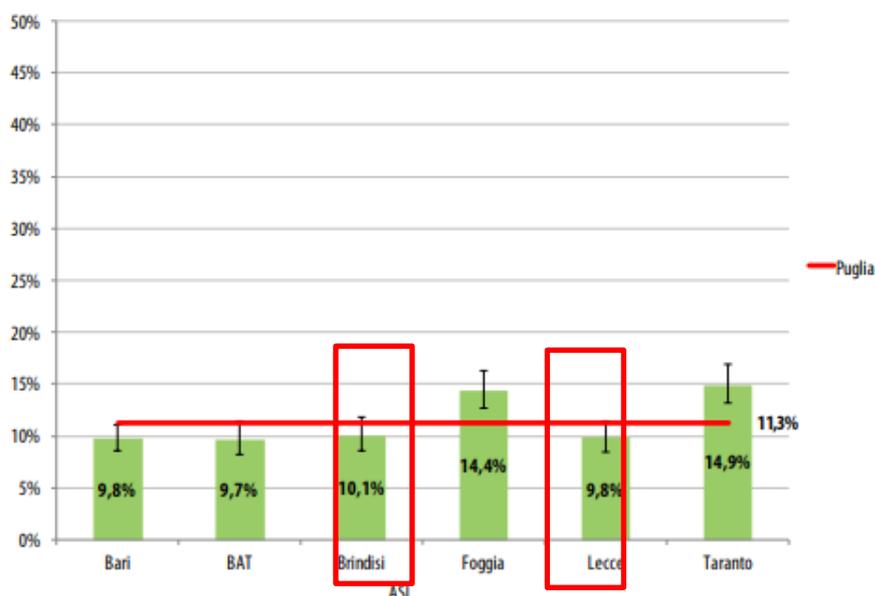


Figura 4.8.12 – Soggetti bevitori a rischio per ASL di residenza. Puglia anni 2011-2014

Il consumo “binge drinking” è più frequente tra i giovani, negli uomini, in coloro che hanno un livello di istruzione medio-alto e in coloro che non hanno nessuna difficoltà economica.

Tra le ASL regionali non si osservano differenze statisticamente significative fra le percentuali di consumatori “binge drinking” ; Bari risulta essere la ASL con la percentuale minore. Brindisi ha valori intorno al 6%, mentre Lecce 5,0% (Figura 4.8.13).

GRAFICO 7.6. Proporzione di soggetti bevitori *binge*, per ASL di residenza. Puglia e ASL, anni 2011 - 2014.

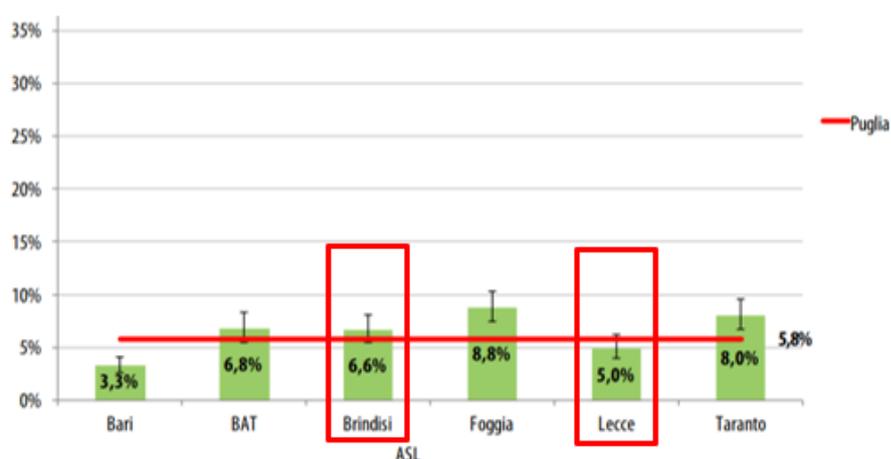


Figura 4.8.13 – Soggetti bevitori “binge drinking” per ASL di residenza. Puglia anni 2011-2014

Anche la situazione nutrizionale di una popolazione è un determinante importante delle sue condizioni di salute. L'eccesso ponderale è più frequente: col crescere dell'età, negli uomini, nelle persone con basso livello di istruzione, in chi ha molte difficoltà economiche e nei cittadini italiani.

La proporzione di soggetti in sovrappeso e obesi risulta omogenea nelle ASL regionali (cfr. Figura 4.8.14), anche se una prevalenza di soggetti obesi minore rispetto alla media regionale si registra nella ASL di Lecce (9,9%) (Figura 4.8.15).

GRAFICO 5.3. Proporzione di soggetti sovrappeso, per ASL di residenza. Puglia e ASL, anni 2011 - 2014.

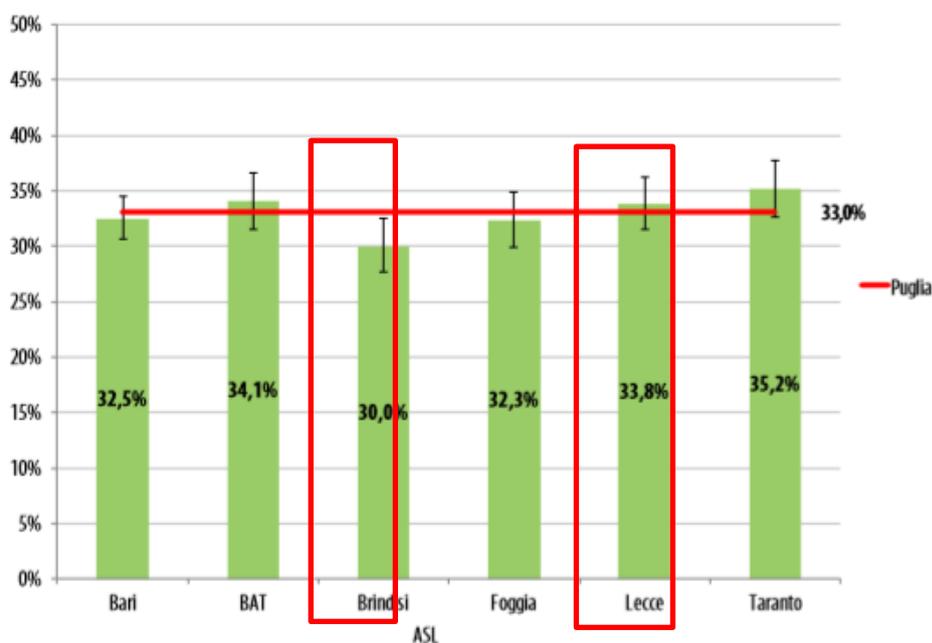


Figura 4.8.14 – Percentuale di popolazione in sovrappeso nella ASP di residenza a livello provinciale – Regione Puglia 2008-2014

GRAFICO 5.4. Proporzione di soggetti obesi, per ASL di residenza. Puglia e ASL, anni 2011 - 2014.

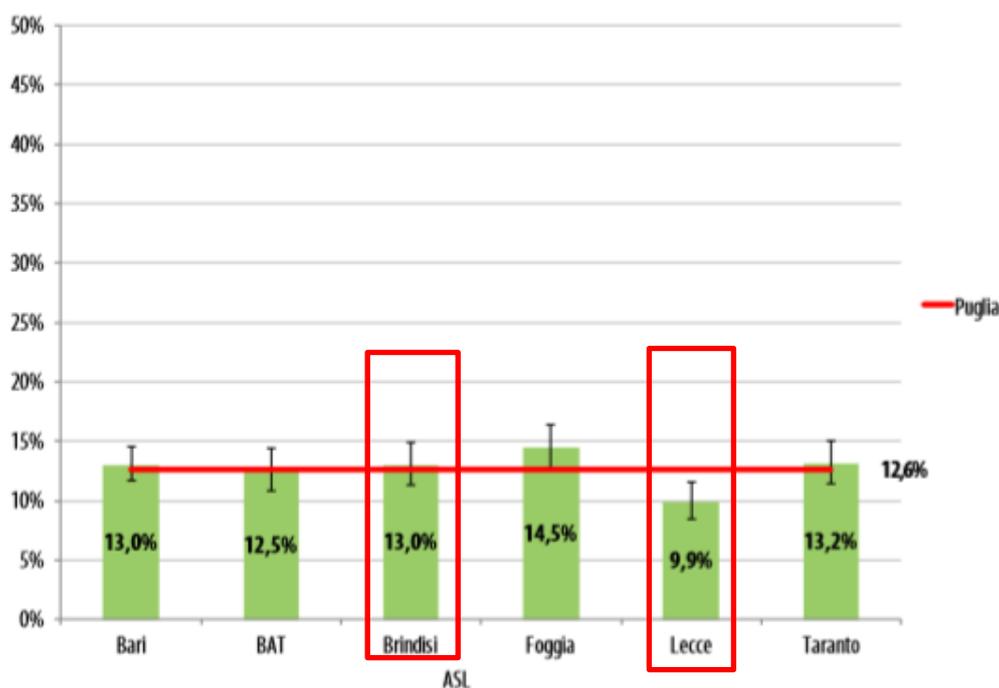


Figura 4.8.15 – Proporzione di soggetti obesi nella ASL di residenza a livello provinciale- Regione Puglia 2011-2014

4.8.1.6 Analisi epidemiologica

L'analisi epidemiologica, condotta dall'Università Tor Vergata, è riportata nell'*Allegato D – Valutazione di Impatto Sanitario* (Allegato 2 – Valutazione dello stato di salute della popolazione dell'area di riferimento), di cui di seguito si riportano le principali conclusioni.

Nel periodo 2007-2015 tra i residenti nel comune di Brindisi si registrano lievissimi incrementi del rischio di ospedalizzazione, rispetto all'Italia, per le principali cause esaminate (tutte le cause, tumori maligni, patologie cardiovascolari, disturbi respiratori). Tali eccessi di rischio, seppur significativi, risultano sempre di entità molto lieve –compresi tra 1.028 per i tumori maligni e 1.166 per i disturbi respiratori- e sono condivisi da numerosi comuni della Regione Puglia, spesso con tassi di morbosità molto più elevati rispetto al dato nazionale, anche superiori a 2, come per i disturbi respiratori.

Si rileva inoltre la presenza di un vero e proprio cluster di comuni, localizzati nella provincia di Foggia, caratterizzati da un significativo incremento del rischio di ospedalizzazione per grandi gruppi di patologie.

Tali eccessi, diffusi a livello regionale, del rischio di ospedalizzazione potrebbero essere, almeno parzialmente, spiegati dalla diffusione di scorretti stili di vita individuali: la Regione Puglia presenta, infatti, una percentuale di soggetti sedentari e con eccesso ponderale (sovrappeso + obesi) significativamente superiore alla media italiana.

Per i soli disturbi respiratori, l'incremento del rischio di ospedalizzazione si accompagna per i residenti nel comune di Brindisi ad un significativo, seppur lieve, incremento della mortalità (SMR 1,175, p value 0.013). Tale eccesso di rischio si inserisce comunque in un quadro regionale caratterizzato da un diffuso incremento della mortalità, soprattutto a carico dei comuni delle province di Lecce, Foggia e Taranto. Nella provincia di Lecce, in particolar modo, si stimano rischi di mortalità per disturbi respiratori fino al doppio della media nazionale.

Nel periodo 2007-2015 la mortalità generale e per tumori maligni in tutta la Regione Puglia, ivi compreso il comune di Brindisi, risulta essere sovrapponibile al dato italiano (SMRs intorno all'unità e, pertanto, non significativi).

Infine, per ciò che concerne le patologie cardiovascolari, il rischio di mortalità tra i residenti nel comune di Brindisi risulta essere inferiore a quello nazionale (SMR 0.909, p value 0,002) e, peraltro, in controtendenza con la Regione Puglia, che presenta un rischio sostanzialmente sovrapponibile a quello italiano, con numerose aree caratterizzate perfino da incrementi significativi, con SMRs fino a 1.7.

4.8.2 Stima degli impatti potenziali

Nel seguito vengono definite le principali fonti di rischio per la salute pubblica. Tali fonti sono in modo particolare costituite, nel caso della tipologia di progetto in esame, prevalentemente dall'inquinamento acustico e da quello atmosferico.

Non sono state, invece, considerate ai fini dell'analisi degli impatti sulla salute pubblica le seguenti fonti di rischio:

- Produzione di radiazioni ionizzanti. Il funzionamento della centrale non influenzerà gli attuali trascurabili livelli di radiazioni ionizzanti in aria ambiente né negli ambienti di vita e lavorativi (§ 4.6.1).
- Inquinamento elettromagnetico. Vista la posizione degli stalli all'interno della proprietà della centrale, lontani da aree accessibili al pubblico, si può affermare che saranno rispettati i limiti di legge (§ 4.6.2).

Come emerso dallo studio sulla valutazione di impatto sanitario condotto dalla società ICARO per conto di Enel, l'ampio margine di rispetto delle ricadute del progetto rispetto agli Standard di Qualità Ambientale analizzati permette di definire a priori come non significativo l'impatto sulla salute pubblica degli interventi proposti.

Inoltre, lo studio evidenzia come la generale riduzione degli impatti sulle varie componenti ambientali permette di affermare che l'impatto sanitario atteso nel passaggio dall'assetto attuale a quello di progetto è sicuramente positivo.

In conclusione, lo studio afferma che l'analisi ha mostrato **impatti positivi sulla componente sanitaria**. In ogni caso, come principio di cautela, ENEL ha ritenuto opportuno proporre un monitoraggio periodico degli indicatori sanitari analizzati nel presente studio, al fine di verificare le previsioni generali di valutazione di impatto formulate.

Si rimanda all'*Allegato D – Valutazione di Impatto Sanitario* del presente documento per approfondimenti riguardo la valutazione dell'impatto sanitario sulla popolazione coinvolta.

4.8.2.1 Inquinamento del suolo e delle acque

Il sistema di gestione delle acque reflue nell'area della centrale garantisce che non vi siano interferenze con il sistema idrico superficiali, interessato solo dallo scarico, debitamente monitorato, delle acque di seconda pioggia. Peraltro, la situazione proposta dal progetto rimane sostanzialmente invariata rispetto a quella dell'assetto attuale dell'impianto, in termini di interferenza con le acque superficiali.

Con riferimento ai prelievi idrici, poiché si prevede una riduzione sensibile dei quantitativi prelevati a seguito dell'installazione delle 2 unità a ciclo combinato, ne consegue che la nuova configurazione di progetto comporterà una riduzione dell'impatto ambientale sulla componente idrica rispetto alla configurazione autorizzata, e in particolare sulle comunità animali e vegetali che la popolano.

Inoltre, data la conseguente riduzione sensibile dei volumi idrici scaricati, si ipotizza che anche l'interferenza dovuta allo scarico di raffreddamento, che viene periodicamente monitorata come previsto dall'AIA, sia da ritenersi in diminuzione. Le misure periodiche di temperatura effettuate nel tratto di mare antistante lo scarico di raffreddamento della centrale ai sensi del Decreto AIA risultano, infatti, sempre conformi ai limiti previsti dalla normativa vigente.

Secondo la valutazione degli impatti effettuata nei §§ 4.2.3 e 4.3.2, la gestione dell'impianto non provoca la produzione di prodotti inquinanti per il suolo che possano essere veicolati verso la falda idrica sottostante.

4.8.2.2 Inquinamento atmosferico

Le considerazioni relative alle attività legate alla fase di realizzazione del nuovo ciclo combinato mostrano come gli impatti causati dalle emissioni di polveri generate in fase di cantiere sono da ritenersi non significativi, completamente reversibili e circoscritti all'area di intervento.

L'analisi condotta con la catena modellistica WRF-CALMET-CALPUFF, relativa alla fase di esercizio dell'impianto nella fase attuale ed in quella di progetto, mette in evidenza come i valori stimati delle concentrazioni dei macroinquinanti normati, nel punto di massima ricaduta, siano tutti ampiamente all'interno dei limiti imposti dal D.lgs. 155/2010, sia nella configurazione attuale che in quella di progetto. Anche i livelli critici posti a protezione della vegetazione non vengono mai raggiunti per nessun inquinante.

Evidenti i miglioramenti derivanti dall'assetto di progetto, in tutte le fasi che, prevedendo il funzionamento solo dei nuovi gruppi alimentati a gas naturale, azzerano le concentrazioni di biossido di zolfo e di polveri primarie e porta ad una riduzione delle concentrazioni di tutti gli altri inquinanti normati, sia nei punti di massima ricaduta che come valori medi all'interno del dominio.

La realizzazione del progetto proposto consente inoltre, riducendo le emissioni di CO₂, di ottenere un beneficio nel contrastare il cambiamento climatico.

La valutazione dell'impatto che l'esercizio della centrale nel nuovo assetto determinerà sulla qualità dell'aria è riportata nell'*Allegato A – Emissioni degli inquinanti in atmosfera e valutazione delle ricadute sulla qualità dell'aria*, cui si rimanda per ulteriori dettagli.

4.8.2.3 Inquinamento acustico

La valutazione dell'impatto acustico si è basata su una campagna sperimentale per la caratterizzazione del livello di rumore con tutte le unità in servizio eseguita nel 2016. I risultati di tale attività, insieme a quelli forniti dalla simulazione modellistica previsionale del rumore prodotto dalla nuova unità BS1 negli scenari indicati, hanno consentito di valutarne l'impatto acustico e verificare il rispetto dei limiti di legge.

Lo studio ha riguardato l'insieme dei punti considerati nell'ambito della campagna sperimentale.

I livelli assoluti di immissione risultano, in tutti i punti considerati, minori dei relativi limiti di zona, sia in periodo diurno che notturno. Il criterio differenziale, valutato come differenza aritmetica tra il livello di emissione *post operam* e l'analogo valore *ante operam* presso i punti sede dei rilievi sperimentali risulterà ovunque minore del limite più restrittivo stabilito dal DPCM 14/11/1997, pari a + 3 dB notturni.

Il contributo della nuova unità su tutti questi punti risulterà minore del valore più restrittivo dei limiti di emissione, secondo la rispettiva classe acustica di appartenenza.

Anche l'impatto delle fasi realizzative, valutato puntualmente per quelle di preparazione del sito e di scavo, ritenute più critiche, risulterà compreso entro i limiti assoluti di immissione del periodo diurno presso i ricettori, anche con le ipotesi ampiamente cautelative assunte nel

calcolo di funzionamento contemporaneo e continuativo di tutti i macchinari per l'intero tempo di riferimento diurno.

Si conclude quindi la piena compatibilità dell'opera con i limiti di legge in relazione all'inquinamento acustico e un conseguente impatto trascurabile sulla salute pubblica della popolazione.

La valutazione dell'impatto che l'esercizio della centrale nel nuovo assetto determinerà sul clima acustico è riportata nell'*Allegato C – Studio di Impatto Acustico*, cui si rimanda per ulteriori dettagli.

4.8.3 Valutazioni conclusive degli impatti

Complessivamente, in base alle considerazioni effettuate, si conferma l'interferenza del progetto sulla popolazione potenzialmente esposta nell'area interessata dallo stesso sarà trascurabile, pertanto non si ritiene che il progetto possa modificare lo stato di salute della popolazione residente.

4.9 Impatto sul sistema ambientale complessivo e sua prevedibile evoluzione

Al fine di fornire una visione complessiva e sintetica degli effetti indotti sul sistema ambiente, si riporta elaborata la matrice fasi di progetto/componenti ambientali (Tabella 4.9.1). In essa sono evidenziate tutte le interferenze stimate a seguito delle analisi settoriali e queste stesse sono riportate con un codice di colore che esprime il livello di impatto.

Dalla valutazione dell'impatto del progetto sul sistema ambientale complessivo, è emerso che le fasi di realizzazione e di dismissione delle opere sono caratterizzate da potenziali impatti ambientali di carattere temporaneo e di trascurabile o al più bassa entità, circoscritti alle immediate vicinanze delle aree interessate dai lavori e possono essere considerati completamente reversibili nel breve periodo, al termine dei lavori.

Le valutazioni relative agli impatti potenziali in fase di esercizio hanno evidenziato che il progetto determinerà effetti ambientali trascurabili che non determineranno modifiche allo stato di qualità del sistema ambientale coinvolto. Considerando il miglioramento della qualità dell'aria locale derivante dalla scomparsa di emissioni di polveri di SO₂ e il livello di NO_x del contributo alle immissioni al suolo, si può inoltre osservare che l'esercizio della centrale nel nuovo assetto non determini alterazioni in senso negativo rispetto allo scenario attuale per la tutela delle condizioni di qualità dell'aria e conseguentemente delle condizioni fitosanitarie della vegetazione, ma, anzi, costituisca un elemento migliorativo.

A completamento di quanto evidenziato, si osserva che l'insieme degli interventi previsti non altera negativamente l'assetto socio-economico attuale, in quanto strutture simili sono già esistenti ed inserite nel territorio da un tempo sufficiente perché sia stato possibile, per la

popolazione locale, assorbirne la presenza non solo visiva, ma anche l'impronta sociale e culturale. La realizzazione delle opere potrà invece generare un impatto positivo sul livello di occupazione locale e benefici economici diretti ed indiretti sul territorio.

Tabella 4.9.1 - Matrice degli impatti potenziali

Componenti ambientali	Sottocomponenti	Fase di costruzione	Fase di esercizio	Fase di dismissione
Atmosfera	Qualità dell'aria	NoT	P	NoT
	Fattori climatici	NoT	NoT	NoT
Ambiente idrico	Qualità delle acque superficiali	NoT	NoT	NoT
	Rischio idraulico	NoT	NoT	NoT
Suolo e sottosuolo	Occupazione di suolo	NoT	NoT	NoT
	Contaminazione dei suoli	NoT	NoT	NoT
	Produzione di rifiuti	NoT	NoT	NB
Vegetazione, flora, fauna ed ecosistemi	Vegetazione e flora	NoT	P	NoT
	Fauna ed Ecosistemi	NoT	NoT	NoT
	Patrimonio agroalimentare	NoT	NoT	NoT
Clima acustico e vibrazioni	Rumore	NoT	NoT	NoT
	Vibrazioni	NoT	NoT	NoT
Paesaggio e patrimonio culturale	Paesaggio	NoT	NB	NoT
	Patrimonio culturale	NoT	NoT	NoT
Radiazioni ionizzanti e non ionizzanti	Radiazioni ionizzanti	NoT	NoT	NoT
	Campi elettromagnetici	NoT	NoT	NoT
Salute Pubblica		NoT	NoT	NoT
Aspetti socioeconomici		P	NoT	P

POSITIVO modifica/perturbazione che comporta un miglioramento della qualità della componente anche nel senso del recupero delle sue caratteristiche specifiche.

NULLO O TRASCURABILE modifica/perturbazione che rientra all'interno della variabilità propria del sistema considerato.

NEGATIVO BASSO modifica/perturbazione di bassa entità, non in grado di indurre significative modificazioni del sistema considerato; le aree interessate possono essere anche mediamente estese e gli effetti temporaneamente prolungati o addirittura permanenti.

NEGATIVO MEDIO modifica/perturbazione di media entità, tale da rendere molto lento il successivo processo di recupero; gli effetti interessano aree limitate o mediamente estese, anche di pregio.

NEGATIVO ALTO modifica/perturbazione tale da pregiudicare in maniera irreversibile il recupero del sistema, anche a seguito della rimozione dei fattori di disturbo.

5 MISURE DI MITIGAZIONE

Il progetto relativo alla realizzazione del nuovo CCGT prevede l'utilizzo di soluzioni tali da ridurre l'impatto ambientale in fase di esercizio.

I nuovi gruppi infatti sono stati progettati con i criteri più avanzati di efficienza e compatibilità ambientale e proposti nel pieno rispetto delle *Best Available techniques Reference Document* (BRef) di settore.

Il funzionamento dei nuovi gruppi alimentati a gas naturale, permette, per quanto riguarda le emissioni in atmosfera, una riduzione di tutte le concentrazioni dei parametri normati in fase di esercizio. La scelta di dispositivi e interventi di contenimento del rumore (edifici con pannellature ad elevato potere fonoisolante, silenziatori, barriere, cappottature, ecc.) permette una riduzione dell'impatto acustico in fase di esercizio.

È prevista l'impermeabilizzazione delle aree di esercizio della nuova unità e di tutti i corridoi tecnologici ad essa connessi, in modo da garantire la minimizzazione del rischio di contaminazione del suolo e delle acque anche in caso di sversamenti accidentali.

Per quanto riguarda la fase di cantiere, si riportano nel seguito alcune misure di mitigazione proposte al fine di ridurre al minimo gli effetti ambientali negativi provocati dalla realizzazione degli interventi in progetto.

5.1 Atmosfera e qualità dell'aria

Durante la gestione del cantiere si dovranno adottare tutti gli accorgimenti atti a ridurre la produzione e la diffusione delle polveri. Si elencano di seguito eventuali misure di mitigazione da mettere in pratica:

- effettuare una costante e periodica bagnatura o pulizia delle strade utilizzate, pavimentate e non;
- pulire le ruote dei veicoli in uscita dal cantiere e dalle aree di approvvigionamento e conferimento materiali, prima che i mezzi impegnino la viabilità ordinaria;
- coprire con teloni i materiali polverulenti trasportati;
- attuare idonea limitazione della velocità dei mezzi sulle strade di cantiere non asfaltate (tipicamente 20 km/h);
- bagnare periodicamente o coprire con teli (nei periodi di inattività e durante le giornate con vento intenso) i cumuli di materiale polverulento stoccato nelle aree di cantiere;
- innalzare barriere protettiva, di altezza idonea, intorno ai cumuli e/o alle aree di cantiere;
- evitare le demolizioni e le movimentazioni di materiali polverulenti durante le giornate con vento intenso;

- durante la demolizione delle strutture edili provvedere alla bagnatura dei manufatti al fine di minimizzare la formazione e la diffusione di polveri;
- convogliare l'aria di processo in sistemi di abbattimento delle polveri, quali filtri a maniche, e coprire e inscatolare le attività o i macchinari per le attività di frantumazione, macinazione o agglomerazione del materiale.

Ai fini del contenimento delle emissioni, i veicoli a servizio dei cantieri devono essere omologati con emissioni rispettose delle normative europee più recenti.

5.2 Ambiente idrico

Non sono previste misure di mitigazione per la componente "ambiente idrico" né relativamente alla fase di cantiere, né alla fase di esercizio. L'assetto futuro dell'impianto non prevede che vi saranno interferenze significative e permanenti sull'ambiente idrico dal momento che il bilancio generale di massa dell'impianto con nuovo ciclo combinato subirà una riduzione delle acque in ingresso e degli effluenti liquidi in termini di volumi.

5.3 Suolo e sottosuolo

Per la realizzazione delle fondazioni e della struttura in progetto si adotteranno le tecnologie che minimizzano il consumo di materiali di cava e di cemento armato e di altre materie prime.

Le strutture saranno realizzate in modo da tener conto della sollecitazione sismica tipica dell'area, adottando i coefficienti sismici adeguati come previsto dalla normativa di settore.

Le aree di cantiere sono state individuate all'interno del sedime dell'impianto.

La realizzazione delle nuove opere prevede scavi e movimentazione terre con potenziale rischio di inquinamento della matrice suolo e acque sotterranee. In fase di cantiere saranno comunque predisposte tutte le modalità operative atte a minimizzare il rischio di eventuali incidenti (intesi come sversamenti accidentali) e per non aumentare i livelli di inquinamento dei suoli e delle acque sotterranee.

5.4 Rumore

Al fine della minimizzazione dell'impatto acustico, nell'impostazione delle aree di cantiere occorrerà localizzare gli impianti fissi più rumorosi alla massima distanza dai ricettori esterni.

Enel richiederà alle ditte appaltatrici l'utilizzo di macchine e attrezzature conformi alle Direttive CE (Direttiva 2000/14/CE modificata dalla Direttiva 2005/88/CE) e alla normativa nazionale (D.Lgs. 262/2002, DM 24/07/2006, Decreto MATTM 04/10/2011) e regionale vigente entro i tre anni precedenti la data di esecuzione dei lavori.

Per tutte le attrezzature, comprese quelle non considerate nella normativa nazionale vigente, dovranno comunque essere utilizzati tutti gli accorgimenti tecnicamente disponibili per rendere meno rumoroso il loro uso (carterature, oculati posizionamenti nel cantiere, ecc.) e dovranno essere attuati gli interventi manutentivi previsti.

Relativamente alle modalità operative, le imprese saranno tenute a seguire le seguenti indicazioni:

- Preferenza per le lavorazioni nel periodo diurno;
- Rispetto della manutenzione e del corretto funzionamento di ogni attrezzatura;
- Eventuale utilizzo di barriere acustiche mobili;
- Ottimizzazione della movimentazione di cantiere di materiali in entrata e uscita, con obiettivo di minimizzare l'impiego di viabilità pubblica;
- Privilegiare l'utilizzo di macchine movimento terra ed operatrici gommate, piuttosto che cingolate, con potenza minima appropriata al tipo di intervento;
- Privilegiare l'utilizzo di impianti fissi, gruppi elettrogeni e compressori insonorizzati.

Per quanto riguarda la fase di esercizio, la minimizzazione dell'impatto acustico sarà garantita dall'utilizzo di nuovi macchinari, di recente concezione, intrinsecamente meno rumorosi di quelli attuali e dall'imposizione, in fase di specificazione tecnica, di adeguati limiti alla rumorosità emessa dalle apparecchiature. Già in fase progettuale saranno predisposti i necessari dispositivi e interventi di contenimento del rumore (edifici con pannellature ad elevato potere fonoisolante, silenziatori, barriere, cappottature, ecc.).

6 PROGETTO DI MONITORAGGIO AMBIENTALE

La Centrale Termoelettrica "Federico II" di Brindisi è già dotata di un Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC), allegato al Decreto AIA vigente (D.M. n. 0000174 del 03/07/2017). Tale Piano ha la finalità di verificare la conformità dell'esercizio della Centrale alle condizioni prescritte nella stessa AIA, di cui costituisce parte integrante.

La realizzazione degli interventi in progetto comporterà un aggiornamento del Piano di Monitoraggio in essere, in particolare per quanto riguarda le emissioni gassose: cesseranno infatti le attività di monitoraggio riguardanti i camini delle unità esistenti che saranno demolite e saranno invece avviate nuove attività di monitoraggio per i camini BS4G, BSGH e di bypass asserviti al nuovo ciclo combinato. Il nuovo camino sarà dotato di un Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (SME) conforme agli standard e alla normativa attuali in materia di monitoraggio. Tale sistema misurerà in continuo le concentrazioni di O₂, NO_x, NH₃ e CO e i parametri temperatura, pressione, umidità, portata fumi e permetterà di calcolare le concentrazioni medie, ai fini del rispetto dei limiti autorizzati.

Il Piano di Monitoraggio e Controllo costituirà un valido strumento per verificare, a valle della realizzazione del progetto, che le interazioni e gli impatti siano corrispondenti a quelli identificati e valutati nel presente Studio di Impatto Ambientale.

L'Allegato E al presente documento presenta una proposta di Progetto di Monitoraggio Ambientale per le fasi realizzative e di esercizio del progetto in esame (*Allegato E – Progetto di Monitoraggio Ambientale*).

7 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 di sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuove unità a gas".

Il progetto prevede nell'area di impianto la realizzazione di nuove unità a gas in configurazione due su uno (2 turbine a gas e relative caldaie a recupero che si collegano ad una sola turbina a vapore), taglia di circa 1.680 MW_e e la messa fuori servizio delle unità a carbone esistenti. Le nuove unità sono state progettate con i criteri più avanzati di efficienza e compatibilità ambientale e proposti nel pieno rispetto delle *Best Available techniques Reference Document* (BRef) di settore.

La configurazione finale di impianto verrà raggiunta tramite diverse fasi:

- **FASE 1:** unità turbogas 1A in ciclo aperto su camino di bypass, con la messa fuori servizio delle unità a carbone esistenti;
- **FASE 2:** funzionamento TG1A & TG1B in ciclo aperto su camino di by-pass; fuori servizio delle unità a carbone esistenti;
- **FASE 3:** funzionamento in ciclo combinato BS1A & BS1B (2+1); fuori servizio delle unità a carbone esistenti;

Il criterio guida del progetto di conversione della centrale è quello di preservare il più possibile la struttura impiantistica esistente e riutilizzare gli impianti ausiliari, migliorando le prestazioni ambientali ed incrementando sostanzialmente l'efficienza energetica. Ove possibile, favorire il recupero dei materiali in una logica di economia circolare. Infatti, il nuovo ciclo combinato avrà un rendimento elettrico netto superiore al 60% e consentirà di:

- ridurre la potenza termica autorizzata da 6560 MW_t (2640 MW_e per ciascun gruppo da 660 MW_e) a 2700 MW_t (1680 MW_e in ciclo chiuso¹⁸);
- realizzare potenza elettrica di produzione con unità che hanno rendimento elettrico netto superiore al 60%, rispetto all'attuale 40%, riducendo contestualmente le emissioni di CO₂ di oltre il 60%;

¹⁸ Nel caso di configurazione 2+1 la potenza nominale di 1680 MWe è la massima potenzialmente traguardabile in relazione alle valutazioni tecniche ad oggi sviluppate dai fornitori; l'effettiva potenza dipenderà dalla potenza delle singole macchine del produttore che si aggiudicherà la gara di fornitura, e potrebbe incrementarsi per sviluppo tecnologico fino al 3% in più (totale 1730 MWe circa), non modificando tuttavia in alcun modo la potenza termica dichiarata.

- ottenere una concentrazione di emissioni in atmosfera di NO_x, CO inferiori ai valori attuali (NO_x ridotti da 130 a 10 mg/Nm³, CO che passano da 100 a 30 mg/Nm³);
- azzerare le emissioni di SO₂ e di polveri.

Dalla disamina degli strumenti di programmazione e pianificazione che insistono sul territorio di interesse, nonché dall'analisi del regime vincolistico, risulta l'assenza di evidenti elementi ostativi alla realizzazione del progetto ed 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. In particolare, poiché sono presenti dei siti appartenenti alla Rete Natura 2000 nel raggio di 5 km dal sito del progetto, è stato redatto lo Studio per la Valutazione di Incidenza (Allegato B al presente documento) che non ha evidenziato alcuna alterazione significativa dei fattori abiotici, della componente faunistica, vegetazionale ed ecosistemica.

Per quanto riguarda le componenti ambientali ritenute significative ai fini del presente studio sono state analizzate:

- Atmosfera e qualità dell'aria, 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;
- Biodiversità, in virtù delle caratteristiche di naturalità dell'area circostante il sito di centrale, per valutare la significatività degli effetti generati dal progetto;
- Clima acustico, per la valutazione dell'eventuale incremento dei livelli di rumore a seguito della realizzazione ed esercizio del progetto proposto;
- Radiazioni ionizzanti e non ionizzanti che possono avere conseguenze sulla salute pubblica in funzione delle caratteristiche proprie dell'emissione a seguito della realizzazione ed esercizio del progetto proposto;
- 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 ed indirette sulla popolazione a seguito della realizzazione ed esercizio del progetto proposto.

Le analisi dei potenziali impatti sono state effettuate per la fase di cantiere e per le diverse fasi del progetto, considerando cioè sia la prima fase di funzionamento in OCGT, sia quella finale di funzionamento in CCGT. I risultati hanno confermato la compatibilità del progetto con le diverse componenti ambientali.

Dalle analisi condotte, volte a valutare l'entità degli effetti generati dal progetto sui diversi comparti analizzati, emerge che le principali interferenze potenziali sull'ambiente generate dalla realizzazione del progetto sono legate alle emissioni gassose e acustiche legate all'esercizio dell'impianto, alle ricadute di tali emissioni sulla salute della popolazione coinvolta e all'introduzione di nuovi elementi di potenziale disturbo alle visuali dei luoghi.

Come sintetizzato nei successivi paragrafi relativi a ciascun comparto ambientale, si può ragionevolmente affermare che la fase di realizzazione del nuovo impianto a ciclo combinato sarà caratterizzata da potenziali impatti ambientali di carattere temporaneo e di trascurabile o bassa entità, circoscritti alle immediate vicinanze dell'area interessata dal progetto.

Durante la fase di esercizio le interferenze saranno trascurabili o nulle relativamente a tutte le componenti ambientali, la cui qualità attuale non sarà alterata dalla realizzazione dell'impianto.

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 emissioni in aria, emissioni in acqua e scarico termico nel corpo recettore, produzione di rifiuti.

Il progetto infine darà un nuovo sviluppo all'attività locale, creando ricadute occupazionali positive nella fase di realizzazione.

Di seguito si riporta una sintesi delle valutazioni condotte in dettaglio nel presente studio e nei suoi allegati.

7.1 Atmosfera e qualità dell'aria

In merito alle emissioni in atmosfera, si rileva che i risultati modellistici evidenziano i miglioramenti derivanti dall'ultima fase dello scenario di progetto che, prevedendo il funzionamento solo dei nuovi gruppi turbogas, permette di eliminare le emissioni di biossido di zolfo (SO_2) e particolato primario (PM_{10} e $PM_{2.5}$). Lo scenario di progetto permette inoltre di ridurre le emissioni su base oraria degli ossidi di azoto (NO_x) di oltre un ordine di grandezza (-93%), del monossido di carbonio (CO) di due terzi (-68%) e dell'ammoniaca (NH_3) di un terzo (-31%). In tale scenario, le ricadute attese associate alle

emissioni convogliate dalla Centrale risultano sempre sostanzialmente inferiori rispetto allo scenario attuale per tutti i principali inquinanti: SO₂, NO_x e PM.

Le emissioni gassose prodotte dalla realizzazione e dall'esercizio del nuovo impianto si manterranno sempre entro i limiti previsti dalla normativa vigente.

Inoltre, il progetto in esame permetterà di ridurre le emissioni di CO₂ di oltre il 60% e conseguentemente di ottenere un beneficio nel contrastare il cambiamento climatico

Per maggiori dettagli relativi alla componente Atmosfera e qualità dell'aria si rimanda allo studio "Emissioni degli inquinanti in atmosfera e valutazione delle ricadute", allegato al presente documento (Allegato A).

7.2 Ambiente idrico

Per quanto riguarda la fase di esercizio, la nuova configurazione di progetto non comporterà un maggiore impatto ambientale sulla componente idrica rispetto alla configurazione autorizzata, e in particolare sulle comunità animali e vegetali che la popolano.

Si evidenzia infatti che, con riferimento ai prelievi idrici, la configurazione di progetto comporterà una riduzione dell'impatto ambientale sulla componente idrica rispetto alla configurazione autorizzata.

Per quanto riguarda invece la fase di cantiere il rischio legato allo sversamento di sostanze inquinanti stoccate e utilizzate sarà minimizzato dall'adozione, da parte delle imprese, di adeguati accorgimenti finalizzati allo stoccaggio di tali sostanze in assoluta sicurezza producendo quindi un'interferenza non significativa, temporanea e reversibile sulla componente idrica locale.

7.3 Suolo e sottosuolo

Per quanto riguarda la fase di cantiere, le terre e rocce da scavo verranno riutilizzate per reinterri, riempimenti, rimodellazioni, miglioramenti fondiari o viari se idonei previa caratterizzazione ai sensi dell'art. 24 del D.P.R. n.120/2017. Tutto il terreno proveniente dalle attività di scavo nell'ambito dei lavori in progetto e non destinato al riutilizzo, perché avente caratteristiche geotecniche tali da non consentirne il riutilizzo e/o in quantità eccedente a quella destinabile al riutilizzo, sarà gestito come rifiuto e quindi trasportato e conferito in discariche o impianti di trattamento autorizzati. L'impatto potenziale nella fase di cantiere relativo alla contaminazione delle acque sotterranee e l'interferenza con la falda idrica si ritiene potenzialmente basso, viste le modalità operative previste atte a minimizzare il rischio di eventuali incidenti (intesi come sversamenti accidentali).

Per quanto riguarda infine la fase di esercizio, l'impatto complessivo dell'opera risulta essere sostanzialmente trascurabile.

7.4 Biodiversità

Durante la fase di cantiere, stante l'assenza nell'area interessata di valenze dal punto di vista floristico e vegetazionale e l'opportuna gestione dei reflui prevista da progetto, è possibile ritenere trascurabile l'entità del potenziale impatto sulla componente.

Durante la fase di esercizio i consumi idrici, nello stato di progetto, verranno sensibilmente ridotti rispetto allo stato attuale; considerando il miglioramento della qualità dell'aria locale derivante dalla scomparsa di emissioni di polveri e di SO₂ e il livello di NO_x del contributo alle immissioni al suolo, l'esercizio della centrale nel nuovo assetto non determinerà alterazioni in senso negativo rispetto allo scenario attuale per la tutela delle condizioni fitosanitarie della vegetazione, ma, anzi, costituirà un elemento migliorativo.

Non si determineranno inoltre fenomeni di sottrazione di habitat faunistico né di ecosistemi connessi con l'occupazione di suolo.

7.5 Clima acustico e vibrazionale

Le emissioni di rumore prodotto dalla realizzazione e dall'esercizio del nuovo impianto si manterranno sempre entro i limiti previsti dalla normativa vigente. Per maggiori dettagli relativi alla componente Rumore si rimanda allo studio "Studio di Impatto Acustico", allegato al presente documento (Allegato C).

I livelli assoluti di immissione risultano, in tutti i punti considerati, minori dei relativi limiti di zona, sia in periodo diurno che notturno.

Il criterio differenziale, valutato come differenza aritmetica tra il livello di emissione *post operam* e l'analogo valore *ante operam* presso i punti sede dei rilievi sperimentali risulterà ovunque minore del limite più restrittivo stabilito dal DPCM 14/11/1997, pari a + 3 dB notturni.

Il contributo della nuova unità su tutti questi punti risulterà minore del valore più restrittivo dei limiti di emissione, secondo la rispettiva classe acustica di appartenenza.

Lo studio comprende anche la valutazione del rumore prodotto dal cantiere, per la fase di preparazione del sito e di scavo, ritenute quelle più impattanti dal punto di vista dell'inquinamento acustico, a causa della presenza di macchine operatrici per il movimento terra. La simulazione è stata condotta, anche in questo caso, con criteri conservativi, ossia assumendo il funzionamento contemporaneo e continuativo di tutti i macchinari per l'intero tempo di riferimento diurno. Nonostante ciò, si ha il rispetto dei limiti assoluti di

immissione per tutti i punti. Limitate fasi con lavorazioni rumorose potranno essere gestite con lo strumento della deroga per attività temporanee.

Si valuta quindi la piena compatibilità dell'opera con i limiti di legge in relazione all'inquinamento acustico sia per la condizione di esercizio che per quella di cantiere.

7.6 Radiazioni ionizzanti e non ionizzanti

L'impatto sull'esposizione della popolazione alle radiazioni ionizzanti e non ionizzanti è migliorativo rispetto al già trascurabile impatto dovuto all'assetto attuale.

7.7 Paesaggio

Dall'analisi condotta, anche supportata dall'elaborazione di fotoinserimenti eseguiti dai punti di vista considerati come i più significativi, si ritiene che la realizzazione degli interventi proposti non comporti una modificazione significativa nell'ambito del paesaggio analizzato, generando un impatto sul contesto visivo e percettivo valutato al più di bassa entità. Si rileva infatti che le attuali vedute sono già caratterizzate dalla presenza dell'impianto esistente, che rappresenta ormai un elemento distintivo del paesaggio ed è stato assorbito nel bagaglio vedutistico degli abitanti e dei frequentatori dei luoghi.

7.8 Salute pubblica

Le principali fonti di rischio per la salute pubblica sono in modo particolare costituite, nel caso della tipologia di progetto in esame, prevalentemente dall'inquinamento acustico e da quello atmosferico.

Complessivamente, in base alle considerazioni effettuate, si conferma l'interferenza del progetto sulla popolazione potenzialmente esposta nell'area interessata dallo stesso sarà trascurabile, pertanto non si ritiene che il progetto possa modificare lo stato di salute della popolazione residente.

7.9 Sommario delle lacune e difficoltà

Nel corso della predisposizione dello Studio di Impatto Ambientale non si sono presentate lacune di tipo tecnico o conoscitivo, né per la caratterizzazione dello stato attuale dell'ambiente in cui le opere andranno ad inserirsi, né per la previsione degli impatti attraverso valutazioni qualitative e/o mediante l'utilizzo di appropriati modelli di calcolo (impatto sull'atmosfera, impatto acustico, impatto elettromagnetico).

8 RIFERIMENTI NORMATIVI E BIBLIOGRAFIA

8.1 Riferimenti normativi

Valutazione ambientale

Normativa Comunitaria

Direttiva 2014/52/UE del 25 aprile 2014 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 16 aprile 2014 che modifica la direttiva 2011/92/UE concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati

Direttiva 2011/92/UE del 13 dicembre 2011 del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati

Direttiva 2003/35/CE del 26 maggio 2003 Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio che prevede la partecipazione del pubblico nell'elaborazione di taluni piani e programmi in materia ambientale e modifica le direttive del Consiglio 85/337/CEE e 96/61/CE relativamente alla partecipazione del pubblico e all'accesso alla giustizia. G.U.C.E. n. L 156 del 25 giugno 2003

Direttiva 2003/4/CE del 28 gennaio 2003 Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio sull'accesso del pubblico all'informazione ambientale e che abroga la direttiva 90/313/CEE del Consiglio. G.U.C.E. n. L 41 del 14 febbraio 2003

Direttiva 2001/42/CE del 27 giugno 2001 Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente. G.U.C.E. n. L 197 del 21 luglio 2001

Direttiva 97/62/CE del 27 ottobre 1997 Direttiva del Consiglio recante adeguamento al progresso tecnico e scientifico della direttiva 92/43/CEE del Consiglio relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche. G.U.C.E. L 305 dell'8 novembre 1997

Direttiva 97/49/CE del 29 luglio 1997 Direttiva della Commissione che modifica la direttiva 79/409/CEE del Consiglio concernente la conservazione degli uccelli selvatici. G.U.C.E. L 223 del 13 agosto 1997

Direttiva 97/11/CE del 3 marzo 1997 Direttiva del Consiglio che modifica la direttiva 85/337/CEE concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati. G.U.C.E. L 73 del 14 marzo 1997

Direttiva 94/24/CE del 8 giugno 1994 Direttiva del Consiglio che modifica l'allegato II della direttiva 79/409/CEE concernente la conservazione degli uccelli selvatici. G.U.C.E. n. L 164 del 30 giugno 1994

Direttiva 92/43/CEE del 21 maggio 1992 e s.m.i. Direttiva del Consiglio relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche. G.U.C.E. n. L 206 del 22 luglio 1992

Direttiva 85/337/CEE del 27 giugno 1985 e s.m.i. Direttiva del Consiglio concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati. G.U.C.E. L 175 del 5 luglio 1985

Direttiva 79/409/CEE del 2 aprile 1979 e s.m.i. Direttiva del Consiglio concernente la conservazione degli uccelli selvatici. G.U.C.E. n. L 103 del 25 aprile 1979

Normativa Nazionale

D. Lgs. n. 104 del 16 giugno 2017 Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114 (GU Serie Generale n.156 del 06.07.2017).

Decreto Ministeriale n.342 del 13 dicembre 2017 - Articolazione, organizzazione, modalità di funzionamento della Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale - VIA e VAS e del Comitato Tecnico Istruttorio

Decreto Ministeriale 30 marzo 2015 n. 52 - Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome, previsto dall'articolo 15 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116 (GU Serie Generale n.84 del 11.4.2015)

D. Lgs. n. 128 del 29 giugno 2010 Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale, a norma dell'articolo 12 della legge 18 giugno 2009, n. 69 Suppl. n. 184 alla G.U. n. 186 del 11 agosto 2010

D.Lgs. n.4 del 16 gennaio 2008 Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale. Suppl. alla G.U. n. 24 del 29 gennaio 2008 .M. 5 luglio 2007

D.M. 5 luglio 2007 Elenco dei siti di importanza comunitaria per la regione biogeografica mediterranea in Italia, ai sensi della direttiva 92/43/CEE. Suppl. alla G.U. n. 170 del 24 luglio 2007

D.M. 5 luglio 2007 Elenco delle zone di protezione speciale (ZPS) classificate ai sensi della direttiva 79/409/CEE. Suppl. alla G.U. n. 170 del 24 luglio 2007

D.Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006 e s.m.i. Norme in materia ambientale Parte seconda: Procedure per la valutazione ambientale strategica (Vas), per la valutazione dell'impatto ambientale (Via) e per l'autorizzazione integrata ambientale (Ippc). Suppl. alla G.U. n. 88 del 14 aprile 2006

Normativa Regionale

Regolamento Regionale 8 giugno 2015, n. 16 - Modifiche al Regolamento Regionale 9 ottobre 2013, n. 18 "Regolamento di attuazione della Legge Regionale 14 dicembre 2012, n. 44 (Disciplina regionale in materia di valutazione ambientale strategica) concernente piani e programmi urbanistici comunali.

Legge Regionale 12/02/2014, n. 4 - Semplificazioni del procedimento amministrativo. Modifiche e integrazioni alla legge regionale 12 aprile 2001, n. 11 (Norme sulla valutazione dell'impatto ambientale), alla legge regionale 14 dicembre 2012, n. 44 (Disciplina regionale in materia di valutazione ambientale strategica) e alla legge regionale 19 luglio 2013, n. 19 (Norme in materia di riordino degli organismi collegiali operanti a livello tecnico-amministrativo e consultivo e di semplificazione dei procedimenti amministrativi)

Regolamento Regionale 09/10/2013, n. 18 - Regolamento di attuazione della legge regionale 14 dicembre 2012, n. 44 (Disciplina regionale in materia di valutazione ambientale strategica), concernente piani e programmi urbanistici comunali

Legge Regionale 14 dicembre 2012, n. 44 "Disciplina regionale in materia di valutazione ambientale strategica".

DGR 28/12/2009 n. 2614. Circolare esplicativa delle procedure di VIA e VAS - ai fini dell'attuazione della Parte Seconda del D.lgs 152/2006 come modificato dal D.lgs 4/2008

DGR 13/6/2008 n. 981. Circolare n. 1/2008 - "Norme esplicative sulle procedure di valutazione ambientale strategica dopo l'entrata in vigore del Decreto legislativo 16/1/2008 n. 4 correttivo della parte seconda del D. lgs 152/2006"

Legge Regionale 14 giugno 2007, n. 17: "Disposizioni in campo ambientale, anche in relazione al decentramento delle funzioni amministrative in materia ambientale" (B.U.R. Puglia n. 87 del 18.6.2007)

Legge 11 maggio 2001, n. 11: Norme sulla valutazione dell'impatto ambientale. (BUR del 12.04.2001 n.57).

Energia

Normativa Comunitaria

Comunicazione del 22 gennaio 2014 della commissione al parlamento europeo, al consiglio, al comitato economico e sociale europeo e al comitato delle regioni: il quadro per le politiche dell'energia e del clima per il periodo dal 2020 al 2030.

Direttiva 2012/27/UE del Parlamento europeo e del Consiglio sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE, stabilisce un quadro comune di misure per la promozione dell'efficienza energetica nell'Unione al fine di garantire il conseguimento dell'obiettivo principale relativo all'efficienza energetica del 20% entro il 2020.

Direttiva 2010/30/UE del 19 maggio 2010 del Parlamento europeo e del Consiglio, concernente l'indicazione del consumo di energia e di altre risorse dei prodotti connessi all'energia, mediante l'etichettatura ed informazioni uniformi relative ai prodotti

Direttiva 2009/125/CE del 21 ottobre 2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, relativa all'istituzione di un quadro per l'elaborazione di specifiche per la progettazione ecocompatibile dei prodotti connessi all'energia

Direttiva 2010/31/UE del 19 maggio 2010 del Parlamento europeo e del Consiglio, sulla prestazione energetica nell'edilizia

Direttiva 2009/28/CE Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE

Direttiva 2006/32/CE Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia ed i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE del Consiglio (G.U.C.E. L 114 del 27 aprile 2006)

Direttiva 2005/32/CE Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 6 luglio 2005, relativa all'istituzione di un quadro per l'elaborazione di specifiche per la progettazione ecocompatibile dei prodotti che consumano energia e recante modifica della direttiva 92/42/CEE del Consiglio e delle direttive 96/57/CE e 2000/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio (G.U.C.E. L 191 del 22 luglio 2005)

Direttiva 2004/8/CE Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 febbraio 2004, sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CEE (G.U.C.E. L 52 del 21 febbraio 2004)

Direttiva 2002/91/CE Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 dicembre 2002, sul rendimento energetico nell'edilizia (G.U.C.E. L 1 del 4 gennaio 2003)

Direttiva 2001/77/CE Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità (G.U.C.E. L 283 del 27 ottobre 2001)

Direttiva 2009/72/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;

Direttiva 2009/73/CE relativa a norme comuni per il mercato del gas naturale;

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;

Regolamento 715/2009 relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale.

Normativa Nazionale

D.P.R. 26 agosto 1993, n. 412 - Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della legge 9 gennaio 1991, n. 10 (Suppl. alla G.U. n. 242 del 14 ottobre 1993)

Decreto interministeriale 26 giugno 2015 Adeguamento linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici.

Decreto interministeriale 26 giugno 2015 Applicazione delle metodologie di calcolo delle prestazioni energetiche e definizione delle prescrizioni e dei requisiti minimi degli edifici.

Decreto interministeriale 26 giugno 2015 Schemi e modalità di riferimento per la compilazione della relazione tecnica di progetto ai fini dell'applicazione delle prescrizioni e dei requisiti minimi di prestazione energetica negli edifici.

Decreto Legge 4 giugno 2013, n. 63 convertito, con modificazioni, nella Legge 3 agosto 2013, n. 90

Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 - Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità (Suppl alla G.U. n. 25 del 31 gennaio 2004)

- Decreto Legislativo 29 dicembre 2006, n. 311 - Disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico in edilizia (Suppl. alla G.U. n. 26 del 1 febbraio 2007)
- Decreto legislativo 29 marzo 2010, n. 56 - Modifiche ed integrazioni al decreto 30 maggio 2008, n. 115, recante attuazione della direttiva 2006/32/CE, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazioni della direttiva 93/76/CEE (G.U. n. 92 del 21 aprile 2010)
- Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i. - Norme in materia ambientale (G.U. n. 88 del 14 aprile 2006)
- Decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 - Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE (Gazzetta Ufficiale n. 71 del 28 marzo 2011 - Suppl. Ordinario n. 81)
- Decreto Legislativo 30 maggio 2008, n. 115 - Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE. (G.U. n. 154 del 3 luglio 2008)
- Decreto Legislativo 8 febbraio 2007, n. 20 - Attuazione della direttiva 2004/8/Ce sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energie (G.U. n. 54 del 6 marzo 2007)
- Decreto ministeriale 10 settembre 2010- Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (G.U. n. 219 del 18 settembre 2010)
- Decreto Ministeriale 18 dicembre 2008 - Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244. (G.U. n. 1 del 2 gennaio 2009)
- Decreto Ministeriale 19 febbraio 2007 - Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387. (G.U. n. 45 del 23 febbraio 2007)
- Decreto Ministeriale 20 luglio 2004 - Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79. (G.U. n. 205 del 1° settembre 2004)
- Decreto Ministeriale 20 luglio 2004 - Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164. (G.U. n. 205 del 1° settembre 2004)
- Decreto ministeriale 5 maggio 2011 - Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (c.d. "quarto conto energia") (G.U. n. 109 del 12 maggio 2011)
- Decreto ministeriale del 28 dicembre 2012 Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dall'impresa di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2013 al 2016 e per il potenziamento del meccanismo dei certificati bianchi

- Decreto ministeriale del 28 dicembre 2012 Incentivazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni
- Decreto ministeriale del 5 dicembre 2013 Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale
- Decreto ministeriale del 6 luglio 2012 Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici – Attuazione articolo 24 del D.Lgs. n. 28/2011
- Decreto Ministero dello Sviluppo economico del 10 febbraio 2014 Modelli di libretto di impianto per la climatizzazione e di rapporto di efficienza energetica di cui al decreto del Presidente della Repubblica n. 74/2013
- Direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE
- Legge 23 agosto 2004, n. 239 - Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia. (G.U. n. 215 del 13 settembre 2004)
- Legge 23 luglio 2009, n. 99 - Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia (G.U. n. 176 del 31 luglio 2009)
- Legge 9 aprile 2002, n. 55 - Conversione in legge, con modificazioni, del D.L. 7 febbraio 2002, n. 7, recante misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale. (G.U. n. 84 del 10 aprile 2002)
- Legge 9 gennaio 1991, n. 10 - Norme per l'attuazione del Piano Energetico Nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia (Suppl. alla G.U. n. 13 del 16 gennaio 1991)
- Piano nazionale integrato per l'energia e il clima per il periodo 2021-2030 (PNIEC), pubblicato il 31 dicembre 2018 dal MISE, documento attualmente in fase di osservazione, il termine della quale è previsto per il 5 settembre 2019, e la cui approvazione è prevista entro il dicembre 2019.
- Quadro strategico 2019-2021 di ARERA, approvato con Deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente n. 242/2019/A del 18 giugno 2019.
- Recepimento direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica in edilizia e proroga detrazioni fiscali del 55% e 50% per efficientamento energetico e ristrutturazioni degli edifici Decreto del Presidente della Repubblica n. 74 del 16 Aprile 2013
- Regolamento (UE) 2019/941 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE
- Regolamento (UE) 2019/942 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia
- Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 giugno 2019 sul mercato interno dell'energia elettrica

Regolamento recante definizione dei criteri generali in materia di esercizio, conduzione, controllo, manutenzione e ispezione degli impianti termici per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici e per la preparazione dell'acqua calda per usi igienici e sanitari, a norma dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e c), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192

Normativa Regionale

Documento di Economia e Finanza Regionale 2019-2021, approvato dalla Giunta regionale con Delibera n. 250 del 21/12/2018

Delibera della Giunta Regionale n. 1390 del 8 agosto 2017: "Piano Energetico Ambientale regionale. Disposizioni relative alla riorganizzazione delle competenze e della struttura dei contenuti del Piano"

Delibera della Giunta Regionale n. 66 del 31/1/2017: PO 2014 - 2020. Asse Prioritario IV "Energia sostenibile e qualità della vita".

Delibera della Giunta Regionale n. 581 del 02/04/2014: "Analisi di scenario della produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili sul territorio regionale. Criticità di sistema e iniziative conseguenti".

Regolamento Regionale 30 novembre 2012, n. 29: "Modifiche urgenti, ai sensi dell'art. 44 comma 3 dello Statuto della Regione Puglia (L.R. 12 maggio 2004, n. 7), del Regolamento Regionale 30 dicembre 2010, n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo del 10 settembre 2010 Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia."

Legge Regionale n. 25 del 24 settembre 2012: "Regolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili".

L.R. 21 ottobre 2008, n. 31. Norme in materia di produzione di energia da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale.

Paesaggio e territorio

Normativa Nazionale

D.P.C.M. 12 dicembre 2005 (relazione paesaggistica) Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi dell'articolo 146, comma 3, del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42

Decreto del Ministro dell'Ambiente 20 gennaio 1999, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, serie generale, n. 23 del 9 febbraio 1999, recante modificazioni degli allegati A e B del D.P.R. 8 settembre 1997, n. 357. Riporta gli elenchi di habitat e specie aggiornati dopo l'accesso nell'Unione di alcuni nuovi Stati.

Decreto del Presidente della Repubblica 13 febbraio 2017, n. 31 Regolamento recante individuazione degli interventi esclusi dall'autorizzazione paesaggistica o sottoposti a procedura autorizzatoria semplificata (G.U. 22 marzo 2017, n. 68)

- Decreto del Presidente della Repubblica 8 settembre 1997, n. 357. di recepimento della direttiva 92/43/CEE (Direttiva Habitat) relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche, pubblicato sulla G.U. serie generale n. 248 del 23 ottobre 1997.
- Decreto del Presidente della Repubblica 9 luglio 2010, n. 139 Regolamento recante procedimento semplificato di autorizzazione paesaggistica per gli interventi di lieve entità, a norma dell'articolo 146, comma 9, del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, e successive modificazioni
- Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 "Codice dei beni culturali e del paesaggio ai sensi dell'art. 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137"
- Decreto Legislativo 26 marzo 2008, n. 63 "Ulteriori disposizioni integrative e correttive del decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, in relazione al paesaggio"
- Legge 28 febbraio 1985, n. 47 Norme in materia di controllo dell'attività urbanistico-edilizia, sanzioni, recupero e sanatoria delle opere abusive
- Legge 344 dell'8 ottobre 1997 Disposizioni per lo sviluppo e la qualificazione degli interventi e dell'occupazione in campo ambientale
- Legge 394/91 del 6 dicembre 1991 Legge quadro sulle aree protette
- Legge 426/98 del 9 dicembre 1998 Nuovi interventi in campo ambientale
- Legge 9 gennaio 2006, n. 14 Ratifica ed esecuzione della Convenzione europea sul paesaggio, fatta a Firenze il 20 ottobre 2000
- Legge 979/82 del 31 dicembre 1982 -Disposizioni per la difesa del mare
- Legge n. 157 dell'11 febbraio 1992 di recepimento della Direttiva 79/409/CEE (Direttiva Uccelli) pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, serie generale, n. 46 del 25 febbraio 1992. Contiene norme per la protezione della fauna selvatica omeoterma e per il prelievo venatorio.
- Ordinanza della Presidenza del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003 "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica" pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale del 8 maggio 2003

Regionale

- Documento Programmatico Preliminare contenente gli obiettivi e i criteri di impostazione del nuovo Piano Urbanistico Generale (PUG) di Brindisi, adottato con D.G.C. n. 61 del 25 agosto 2011 il Comune di Brindisi
- L.R. 10 novembre 2014, n. 65 "Norme per il governo del territorio"
- L.R. n. 22 del 16 /10/ 2009 pubblicata sul BUR n. 165 suppl. del 21-10-2009
- Legge 5 gennaio 1994, n. 37 "Norme per la tutela ambientale delle aree demaniali dei fiumi, dei torrenti, dei laghi e delle altre acque pubbliche"
- Legge 6 dicembre 1991, n. 394., "Legge quadro sulle aree protette" e s.m.i, pubblicata su G.U. n.292 del 13.12.1991, Supplemento Ordinario n.83
- Legge 8 agosto 1985, n. 431 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 27 giugno 1985, n. 312, recante disposizioni urgenti per la tutela delle zone di

particolare interesse ambientale. Integrazioni dell'art. 82 del D.P.R. 24 luglio 1977, n. 616".

Legge 9 gennaio 2006, n. 14, "Ratifica ed esecuzione della Convenzione europea sul paesaggio, fatta a Firenze il 20 ottobre 2000" pubblicata su G.U. Supplemento Ordinario n° 16 del 20/01/2006.

Piano di Gestione delle acque del Distretto Idrografico dell'Appennino Meridionale dell'Autorità di Bacino dei fiumi Liri-Garigliano e Volturno di concerto con le Regioni appartenenti al Distretto Idrografico dell'Appennino Meridionale

Piano Paesaggistico Territoriale Regione Puglia (PPRT), approvato con D.G.R. n. 176 del 16 febbraio 2015

Piano Regionale delle Coste (PRC) della Regione Puglia, approvato con Delibera della Giunta Regionale del 3 ottobre 2011, n. 2273.

Piano Regionale di Gestione dei Rifiuti Speciali (PRGRS) della Regione Puglia, aggiornato ed adeguato con DGR n. 819 del 23.04.2015.

Piano Regolatore Generale Comune di Brindisi (PRGC), approvato con D.G.R. n. 10 del 19 gennaio 2012

Piano Territoriale di Coordinamento Provincia di Brindisi (PTCP), adottato con Deliberazione del Commissario Straordinario con poteri del Consiglio n. 2 del 06/02/2013

8.2 Fonti

AA.VV., La pianificazione del paesaggio e l'ecologia della città, Alinea, Firenze, 2000

AA.VV., Linee nel paesaggio, Utet, Torino, 1999

ARPA Puglia, 2018. Centro Regionale Aria. Ufficio Qualità dell'Aria di Bari. "Relazione annuale sulla Qualità dell'Aria in Puglia, Anno 2017".

Atlante Climatico d'Italia del Servizio Meteorologico dell'Aeronautica Militare (<http://clima.meteoam.it>).

Balsi, 2010. La vegetazione d'Italia. Palombi Editore

Balsi, 2010. La vegetazione d'Italia. Palombi Editore.

Carta geologica d'Italia, scala 1:100.000 – ISPRA

Cherubini C., Margotta B., Sgura A., Walsh N., 1987. Caratteri geologico-tecnici dei terreni della città di Brindisi. Mem. Soc. Geol. It., 37.

Clementi A. (a cura di), Interpretazioni di paesaggio, Meltemi, Roma, 2002

Colombo G. e Malcevschi S., Manuali AAA degli indicatori per la valutazione di impatto ambientale, volume 5 "Indicatori del paesaggio".

Convenzione Europea del Paesaggio, aperta alla firma il 20 ottobre 2000 a Firenze e ratificata dal Parlamento Italiano con Legge n. 14 del 9 gennaio 2006.

- Decreto Legislativo 13 agosto 2010, n.155, "Attuazione della direttiva 2008/50/CE relativa alla qualità dell'aria ambiente e per un'aria più pulita in Europa", pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 216 del 15 settembre 2010, Suppl. Ordinario n. 217.
- Dematteis G., Contraddizioni dell'agire paesaggistico, in G. Ambrosini et al, (a cura di), Disegnare paesaggi costruiti, F. Angeli, Milano, 2002
- Di Fidio M., Difesa della natura e del paesaggio, Pirola, Milano, 1995
- Fabbri P., Natura e cultura del paesaggio agrario, Città Studi, Milano, 1997
- Gambino R., Conservare. Innovare. Paesaggio, ambiente, territorio, UTET, Torino, 1998
- 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.va.minambiente.it/it-IT/DatiEStrumenti/MetadatoStrato/3f975f15-2d89-7c43-9b00-e305120670f5>.
- Ingegnoli V., Fondamenti di ecologia del paesaggio, Città Studi, Milano, 1993
- ISTAT, 2013. 6° Censimento Generale dell'Agricoltura ATLANTE DELL'AGRICOLTURA ITALIANA.
- ISTAT, 2018. Anno 2017 L'ANDAMENTO DELL'ECONOMIA AGRICOLA. Report Statistiche
- Lanzani A., I paesaggi italiani, Meltemi, Roma, 2003
- Marchetti R., Ecologia applicata, Città Studi edizioni, 1998
- Mennella C., 1973. "Il Clima d'Italia". Fratelli Conte Editore S.p.A., Napoli.
- Osservatorio Epidemiologico Regione Puglia: Dalla sorveglianza degli stili di vita alle buone pratiche per la salute. I progressi delle aziende sanitarie pugliesi negli anni 2011/2014. Lecce, giugno 2016.
- Peano A. (a cura di), (2011), Fare paesaggio. Dalla pianificazione di area vasta all'operatività locale, Alinea Editrice, Firenze
- Pinna M., 1978. "L'atmosfera e il clima". UTET, Torino.
- Progetto di realizzazione delle vasche acque meteoriche di dilavamento e prima pioggia: Analisi di Rischio sanitario per la salute dei lavoratori potenzialmente esposti durante lavorazioni – Area Brindisi Sud. – CESI, marzo 2018
- Radina B., 1968. Risultati geologici di perforazioni eseguite nei dintorni di Brindisi. Bollettino della Società dei Naturalisti in Napoli, 57: 207-218.
- Regione Puglia e Comune di Brindisi, 2008. Piano di Gestione del SIC/ZPS "Stagni e Saline di Punta della Contessa" (IT9140003). Realizzazione a cura dell'ATI: Temi s.r.l. e Arch. Antonio Vetrugno
- Servizio Meteo di ARPA Puglia (<http://www.arpa.puglia.it>).
- Servizio Economia Locale C.C.I.A.A. di Brindisi: Rapporto della provincia di Brindisi - 2014 "L'economia reale dal punto di osservazione delle Camere di Commercio".
- TEMI s.r.l. - Arch. Antonio Vetrugno. Piano di Gestione del SIC/ZPS "Stagni e Saline di Punta della Contessa" (IT9140003).

- Tüxen, R., 1956. Die heutige natürliche potentielle Vegetation als Gegenstand der Vegetationskartierung. *Angewandte Pflanzensoziologie* 13, 5-42.
- Tüxen, R., 1956. Die heutige natürliche potentielle Vegetation als Gegenstand der Vegetationskartierung. *Angewandte Pflanzensoziologie* 13, 5-42.
- Wladimir Köppen e Rudolf Geiger, "Klima der Erde", Gotha, Klett-Perthes, 1954.
- Zorzi L. & Reina C., 1957. Valutazione e sfruttamento delle risorse idriche sotterranee della Conca di Brindisi. *Giorn. Genio Civile*, 10: 743-754.

8.3 Sitografia

- <http://dati-censimentopopolazione.istat.it/>
- <http://demo.istat.it/pop2017/>
- <http://esse1-gis.mi.ingv.it/>
- <http://www.adb.puglia.it/public/news.php>
- http://www.arpa.puglia.it/web/guest/risorse_naturali_nr
- <http://www.bap.beniculturali.it>
- <http://www.comune.brindisi.it>
- <http://www.enel.it>
- <http://www.inemar.arpa.puglia.it/>
- http://www.istruzionebrindisi.it/contatti/contatti-scuole/elencopec_scuole_brindisi_2013_14/
- http://www.istruzionebrindisi.it/contatti/contatti-scuole/elencopec_scuole_brindisi_2013_14/
- <http://www.minambiente.it>
- <http://www.pcn.minambiente.it/>
- <http://www.regione.puglia.it/>
- <http://www.reteambiente.it/>
- <http://www.sit.provincia.brindisi.it/ptcp/>
- <http://www.tuttitalia.it/>
- <http://www.usplecce.it/>
- <http://www.va.minambiente.it/it-IT/DatiEStrumenti/MetadatoStrato/3f975f15-2d89-7c43-9b00-e305120670f5>
- <https://vincoliinrete.beniculturali.it/>
- <https://www.adb.puglia.it/>
- <https://www.arpa.puglia.it/>
- <https://www.comune.brindisi.it/>
- <https://www.ildistrettoidrograficodellappenninomeridionale.it/>
- <https://www.istat.it>

<https://www.istat.it>

<https://www.minambiente.it/>

<https://www.paesaggiopuglia.it/pptr/>

<https://www.provincia.brindisi.it/>

<https://www.regione.puglia.it/>

<https://www.sanita.puglia.it/documents/20182/8981901/Report/>

<https://www.sistema.puglia.it>

<https://www.sitap.beniculturali.it/>