

## RAPPORTO

USO RISERVATO APPROVATO B9014361

<b>Cliente</b>	Enel Produzione S.p.A.
<b>Oggetto</b>	Centrale Termoelettrica "Federico II" di Brindisi Sud Progetto di sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuove unità a gas  Sintesi non Tecnica
<b>Ordine</b>	A.Q. 8400134283, attivazione N. 3500038648 del 04.04.2019
<b>Note</b>	A1300001867- Lettera di trasmissione B9014186

PAD B9014361 (2716153) - USO RISERVATO

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



<b>N. pagine</b>	76	<b>N. pagine fuori testo</b>	0
<b>Data</b>	29/11/2019		

<b>Elaborato</b>	EMS - Perotti Maurizio, ESC - Lamberti Marco, ESC - Ziliani Roberto, <small>B9014361 3711 AUT B9014361 3728 AUT B9014361 3754 AUT</small> ESC - De Bellis Caterina, ESC - Ghilardi Marina, SCE - Barbieri Giorgio, <small>B9014361 92853 AUT B9014361 114978 AUT B9014361 114979 AUT</small> ESC - Pertot Cesare, ESC - Manzi Giovanni, EMS - Passeri Valentina, ESC - Capra Davide, <small>B9014361 3840 AUT B9014361 3575 AUT B9014361 494514 AUT B9014361 3293 AUT</small> EMS - Croce Sonia, ESC - D'Aleo Marco, EMS - IZZI Daniele <small>B9014361 1354650 AUT B9014361 1596735 AUT B9014361 2069429 AUT</small>
<b>Verificato</b>	EMS - Sala Maurizio, ESC - Pertot Cesare <small>B9014361 3741 VER B9014361 3840 VER</small>
<b>Approvato</b>	ESC - Il Responsabile - Pertot Cesare <small>B9014361 3840 APP</small>

**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

## *Indice*

<b>1</b>	<b>LOCALIZZAZIONE E CARATTERISTICHE DEL PROGETTO .....</b>	<b>4</b>
1.1	Premessa.....	4
1.2	Localizzazione degli interventi .....	5
1.3	Breve descrizione del progetto .....	6
<b>2</b>	<b>MOTIVAZIONE DELL'OPERA .....</b>	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>ALTERNATIVE VALUTATE E SOLUZIONE PROGETTUALE PROPOSTA .....</b>	<b>10</b>
3.1	Criteri progettuali e localizzativi.....	10
3.2	Alternative tecnologiche .....	10
3.3	Alternative localizzative .....	11
<b>4</b>	<b>CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E FUNZIONALI DEL PROGETTO.....</b>	<b>12</b>
4.1	Descrizione del progetto .....	12
4.1.1	L'intervento.....	12
4.1.2	I combustibili utilizzati .....	14
4.1.4	Fase di cantiere .....	15
4.2	Dismissione a fine vita dell'impianto .....	18
4.3	Interferenze con l'ambiente.....	18
4.3.1	Approvvigionamenti idrici.....	18
4.3.2	Effluenti gassosi .....	19
4.3.3	Effluenti idrici (scarichi) .....	20
4.4	Misure gestionali e interventi di ottimizzazione e di riequilibrio.....	20
<b>5</b>	<b>LE NORME VIGENTI .....</b>	<b>21</b>
<b>6</b>	<b>STIMA DEGLI IMPATTI AMBIENTALI .....</b>	<b>25</b>
6.1	L'Aria.....	25
6.1.1	Caratterizzazione della componente.....	25
6.1.2	Valutazione degli impatti potenziali sulla componente .....	27
6.2	L'Acqua.....	29
6.2.1	Caratterizzazione della componente.....	29
6.2.2	Valutazione degli impatti potenziali sulla componente .....	30
6.3	Il Suolo e il Sottosuolo .....	32
6.3.1	Caratterizzazione della componente.....	32
6.3.2	Valutazione degli impatti potenziali sulla componente .....	35
6.4	La Biodiversità.....	39
6.4.1	Vegetazione e flora .....	39
6.4.2	Fauna, ecosistemi e rete ecologica.....	41
6.4.3	Patrimonio agroalimentare .....	42
6.5	Il Clima acustico e vibrazionale .....	44
6.5.1	Caratterizzazione della componente.....	44
6.5.2	Valutazione degli impatti potenziali sulla componente .....	45
6.6	Le radiazioni ionizzanti e non ionizzanti.....	46
6.6.1	Caratterizzazione della componente.....	46
6.7	Il Paesaggio .....	48

6.7.1	Caratterizzazione della componente.....	48
6.7.2	Valutazione degli impatti potenziali sulla componente .....	51
6.8	La Salute Pubblica.....	63
6.8.1	Caratterizzazione della componente.....	63
6.8.2	Valutazione degli impatti potenziali sulla componente .....	63
<b>7</b>	<b>MISURE DI MITIGAZIONE E MONITORAGGIO.....</b>	<b>65</b>
7.1	Mitigazioni.....	65
7.2	Monitoraggi.....	69
<b>8</b>	<b>CONCLUSIONI.....</b>	<b>71</b>
<b>9</b>	<b>ALLEGATI ALLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE.....</b>	<b>76</b>

## STORIA DELLE REVISIONI

Numero revisione	Data	Protocollo	Lista delle modifiche e/o dei paragrafi modificati
0	29/11/2019	B9014361	Prima emissione

## 1 LOCALIZZAZIONE E CARATTERISTICHE DEL PROGETTO

### 1.1 Premessa

Il presente documento costituisce la Sintesi non Tecnica dello Studio di Impatto Ambientale relativo al progetto "Centrale Termoelettrica "Federico II" di Brindisi Sud - Progetto di sostituzione delle unità a carbone esistenti con nuove unità a gas", presentato da Enel Produzione S.p.A.

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 2.640 MW<sub>e</sub>, articolata su quattro sezioni, ciascuna della potenza nominale di 660 MW<sub>e</sub>, 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.

Il progetto in esame prevede la sostituzione delle 4 unità a carbone esistenti (BS1, BS2, BS3, BS4) con due nuove unità alimentate a gas aventi complessiva potenza elettrica di circa 1.680 MW<sub>e</sub><sup>1</sup> e potenza termica di circa 2.700 MW<sub>t</sub> con la messa fuori servizio delle unità esistenti a carbone. 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 con la messa fuori servizio di tutte le unità a carbone esistenti. La seconda fase prevede l'aggiunta di un'altra unità turbogas (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.

---

1

Il documento di Studio di Impatto Ambientale è stato redatto ai sensi della legislazione nazionale e regionale vigente ed è in particolare articolato secondo quanto disposto all'allegato VII del D.Lgs. 152/2006 come modificato dal D.Lgs. 104/2017.

I risultati del lavoro sono presentati alle Autorità competenti, che devono condurre la procedura di valutazione della compatibilità ambientale del progetto, e al Pubblico, che può esprimere pareri (nei modi previsti dalla normativa vigente) dei quali viene tenuto conto, per mezzo di due tipologie di documentazione (art. 22 D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.): una estesa, di carattere tecnico-scientifico, definita "Studio di Impatto Ambientale (SIA)"; l'altra, la presente, denominata "Sintesi non Tecnica", nella quale vengono riassunti in linguaggio non tecnico i contenuti chiave del SIA.

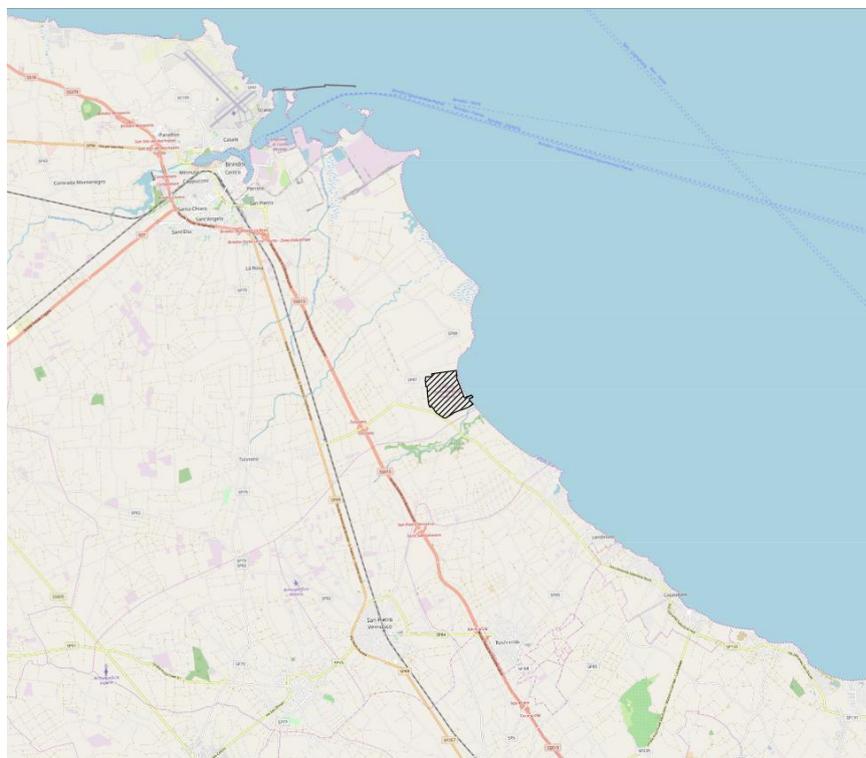
L'Autorità competente al rilascio del parere di compatibilità ambientale è il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), che esercita le proprie competenze di concerto con il Ministero dei Beni e delle Attività Culturali (MIBAC) per le attività istruttorie relative al procedimento di VIA (art.7 bis del D.Lgs 152/2006 e ss.mm.ii.).

## 1.2 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 1.2.1 e Figura 1.2.2).



Figura 1.2.1 – Inquadramento territoriale



#### Legenda

 Area di impianto

**Figura 1.2.2 – Corografia**

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 Tutturano, a circa 3 km. L'accesso principale alla Centrale è ubicato a Sud/Est del sito, inoltre è presente un accesso secondario nella zona a Nord/Ovest.

### 1.3 Breve descrizione del progetto

Il nuovo progetto prevede la realizzazione nell'area di impianto di due nuove unità a gas denominate BS1A e BS1B, avente taglia di circa 1.680 MW<sub>e</sub>, in sostituzione delle esistenti

unità alimentate a carbone (BS1, BS2, BS3, BS4), ed è stato progettato 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 prevede la sua realizzazione in tre fasi. La prima fase comprende la costruzione di una prima unità turbogas e il funzionamento in ciclo aperto (OCGT -1), con la messa fuori esercizio di tutte le unità a carbone esistenti. La seconda fase prevede l'aggiunta di un'altra unità turbogas (OCGT-2). 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 nuovo impianto a gas presenta le caratteristiche tecniche/operative idonee per inserirsi nel contesto energetico nazionale ed europeo, nell'ottica di garantire la continua evoluzione e transizione energetica verso la riduzione della generazione elettrica da fonti maggiormente inquinanti – nell'ottica di traguardare gli obiettivi strategici di decarbonizzazione - e contemperando la salvaguardia strutturale degli equilibri della rete elettrica. 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, favorendo, ove possibile, il recupero dei materiali in una logica di economia circolare.

La nuova unità a gas, rispetto alla 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<sub>t</sub> (2640 MW<sub>e</sub> per ciascun gruppo da 660 MW<sub>e</sub>) a circa 2700 MW<sub>t</sub> (circa 1.680 MW<sub>e</sub> in ciclo chiuso<sup>2</sup>);
- realizzare potenza elettrica di produzione con unità che hanno rendimento elettrico netto superiore al 60%, rispetto all'attuale 40%, riducendo contestualmente le emissioni di CO<sub>2</sub> di oltre il 60%;
- ottenere una concentrazione di emissioni in atmosfera di NO<sub>x</sub> e CO inferiori ai valori attuali (NO<sub>x</sub> ridotti da 130 a 10 mg/Nm<sup>3</sup> e CO che passano da 100 a 30 mg/Nm<sup>3</sup>);
- azzerare le emissioni di SO<sub>2</sub> e di polveri.

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

<sup>2</sup>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.

## 2 MOTIVAZIONE DELL'OPERA

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% circa 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 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/Nm<sup>3</sup> (al 15% O<sub>2</sub> 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.

## 3 ALTERNATIVE VALUTATE E SOLUZIONE PROGETTUALE PROPOSTA

### 3.1 Criteri progettuali e localizzativi

La non realizzazione del progetto si tradurrebbe nella perdita di una concreta occasione di modificare la Centrale Termoelettrica Federico II di Brindisi in un impianto di ultima generazione, ai massimi livelli oggi perseguibili in termini di efficienza energetica e ricadute ambientali, con un rendimento elettrico netto della stessa più elevato di oltre 20 punti percentuali e con una significativa riduzione delle emissioni gassose rispetto alla configurazione autorizzata.

Senza l'intervento previsto verrebbe meno la funzione strategica che potrebbe avere la stessa considerando lo scenario di cambiamento che va delineandosi a livello europeo che prevede una sostanziale diminuzione dell'import di energia elettrica dall'estero, quali ad esempio dal nucleare francese per cui è prevista una riduzione del 50% al 2025 (rif. nuova Strategia Energetica Nazionale 2017) e per i contestuali impegni presi anche dall'Italia in termini di riduzione delle emissioni complessive di CO<sub>2</sub> che si prevede potranno portare ad una progressiva uscita di produzione delle centrali a carbone.

La mancata realizzazione del progetto, inoltre, perderebbe l'occasione di fornire un contributo di notevole importanza nell'ambito del sistema elettrico nazionale, sia per la capacità di generazione aggiuntiva, sia per l'alta efficienza di conversione dell'energia che caratterizza l'impianto in progetto, sia per la possibilità di rendere maggiormente stabile la rete di trasmissione nazionale.

### 3.2 Alternative tecnologiche

Il progetto nasce dall'esigenza di mantenere la funzione strategica che la Centrale 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 modificare 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 azzerate;
- le emissioni di polveri sono praticamente azzerate;
- 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 Alternative localizzative**

Poiché il progetto proposto riguarda il rifacimento dell'esistente Centrale Termoelettrica di 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.

## 4 CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E FUNZIONALI DEL PROGETTO

### 4.1 Descrizione del progetto

#### 4.1.1 L'intervento

Il progetto sarà ubicato nell'area a Sud-Est all'interno del recinto di Centrale, e prevederà 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).

Il dettaglio degli interventi all'interno del sito di Centrale, con indicazione degli interventi di demolizione e di nuova realizzazione, è mostrato nella successiva Figura 4.1.3, mentre per approfondimenti si rimanda alla *Tavola 3.3.1 – Planimetria delle opere (documento Enel PBITC00920 di progetto)* e alla *Tavola 3.3.2– Planimetria delle demolizioni (documento Enel PBITC00921 di progetto)* allegate allo Studio di Impatto Ambientale.

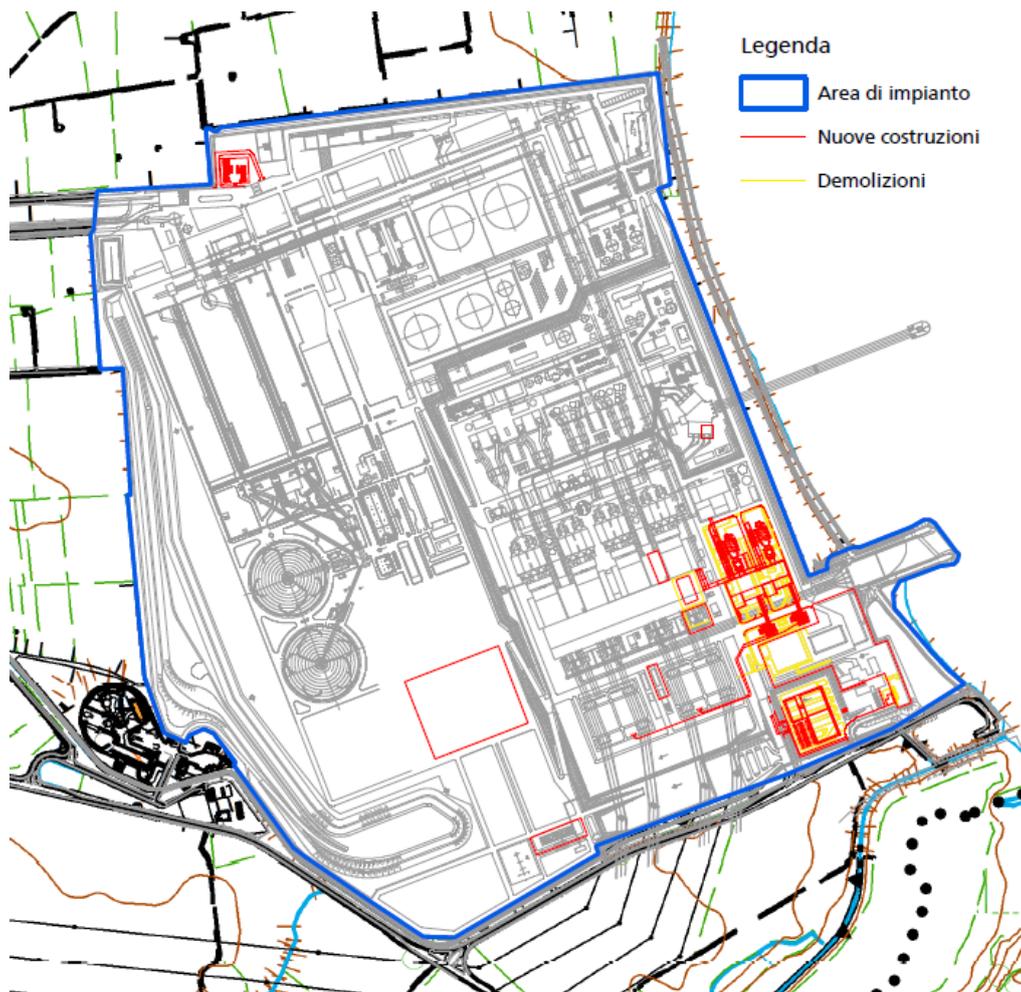


Figura 4.1.3 – Localizzazione di dettaglio degli interventi

Il progetto prevede l'installazione di un ciclo combinato (CCGT) di circa 1.680 MW<sub>e</sub> 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 fase di realizzativa durerà in tutto circa 58 mesi.

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). Il camino 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. 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.

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, avente le stesse caratteristiche di quello afferente alla prima unità.

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. 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 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<sub>e</sub> 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.

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.

Completano il progetto un sistema di controllo, che permetterà al personale di esercizio di gestire in tutte le sue fasi (avviamento, regime, transitori di carico, arresto e blocco) l'intera centrale e di supervisionare, controllare e proteggere i package meccanici, e il sistema elettrico, in quanto l'installazione e la connessione alla rete della nuova unità CCGT dovrà essere conforme ai requisiti imposti da TERNA S.p.A.

#### **4.1.2 I combustibili utilizzati**

L'alimentazione del ciclo combinato è esclusivamente a gas naturale. La portata di gas metano per alimentare il nuovo ciclo combinato nell'assetto finale sarà di circa 260.000 Nm<sup>3</sup>/h.

Per l'approvvigionamento del gas metano necessario al funzionamento dell'impianto nella nuova configurazione è prevista la realizzazione di un metanodotto, il cui progetto è stato predisposto da SNAM/Techfem<sup>3</sup> ed incluso nella documentazione progettuale.

#### **4.1.3 Le opere civili**

Il progetto prevede di realizzare le seguenti opere civili:

- Fondazioni nuovo TG e ausiliari: si ipotizza ragionevolmente per il nuovo TG e per gli ausiliari fondazioni di tipo profondo.
- Edificio TG: sarà monopiano, in struttura metallica e chiuso con pannelli di tipo sandwich. In esso si prevederà l'installazione del carroponete per la movimentazione dei macchinari principali, avrà altezza massima di 29 m.
- Edifici elettrici a servizio della Turbina a Gas e della Turbina a Vapore: l'edificio elettrico TG sarà in struttura metallica e chiuso con pannelli di tipo sandwich, con solette dei piani in cls su lamiera grecata. L'altezza massima sarà di 10 m. Sono previsti due piani di servizi per la disposizione dei quadri, apparecchiature di elettro/automazione e la sala controllo. L'area elettrica a servizio della TV sarà ricavata all'interno dell'edificio esistente.
- Impianti a 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

3 METANODOTTI: ALLACCIAMENTO CENTRALE ENEL DI BRINDISI SUD-DN 500 (20"), DP 75 bar RELAZIONE TECNICA, SNAM/Techfem Settembre/2019.

pioggia. Saranno previste nuove reti per le acque oleose e acide che verranno convogliate in nuove vasche e quindi rilanciate all'impianto di trattamento esistente.

- 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.

#### 4.1.4 Fase di cantiere

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

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 (Distributed Control System): 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.

L'area che si rende necessaria per le attività di costruzione di un singolo CCGT da 840 MW<sub>e</sub> è stimabile in circa 25.000 m<sup>2</sup> complessivi. 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 4.1.4. Tale area, avente un'estensione di circa 24.000 m<sup>3</sup>, 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 4.1.4).

Nell'ambito del progetto occorre realizzare alcune demolizioni per rendere l'area disponibile: sono presenti baracche e magazzini provvisori per imprese, torri faro, etc..



**Figura 4.1.4 – 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.

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 m<sup>3</sup>, con una profondità di scavo massima di 5 m.

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: 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; autogru cingolata, gru a torre.

Per quanto concerne i tempi di realizzazione del progetto, sono stati stimati circa 58 mesi.

## 4.2 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.

## 4.3 Interferenze con l'ambiente

### 4.3.1 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.

#### 4.3.1.1 Acqua di mare

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

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.

### 4.3.1.2 *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.

### 4.3.1.3 *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).

### 4.3.1.4 *Acqua demineralizzata*

L'acqua demi sarà impiegata principalmente per il reintegro del ciclo termico del ciclo combinato 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 trascinamento 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 m<sup>3</sup>/h per ciascuna sezione del nuovo CCGT.

Verrà mantenuto l'impianto di produzione esistente.

### 4.3.2 *Effluenti gassosi*

Il nuovo CCGT rispetterà i seguenti limiti di emissione:

- NO<sub>x</sub>      10 mg/Nm<sup>3</sup> @15% O<sub>2</sub> dry
- CO         30 mg/Nm<sup>3</sup> @15% O<sub>2</sub> dry
- NH<sub>3</sub>      5 mg/Nm<sup>3</sup> @15% O<sub>2</sub> 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<sub>x</sub>. 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<sub>x</sub>                      30 mg/Nm<sup>3</sup> @15% O<sub>2</sub> dry

- CO 30 mg/Nm<sup>3</sup> @15% O<sub>2</sub> dry

### 4.3.3 Effluenti idrici (scarichi)

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 inquinabili da oli saranno inviate in testa all'impianto ITAO.

All'ITAR esistente 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).

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

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

## 4.4 Misure gestionali e interventi di ottimizzazione e di riequilibrio

Il contenimento dell'impatto ambientale di un'opera è un'operazione che trae il massimo beneficio da una corretta progettazione, attenta a considerare i molteplici aspetti della realtà ambientale e territoriale interessata. Pertanto, è in tale fase che occorre già mettere in atto una serie di misure di ottimizzazione dell'intervento.

Lo specifico progetto in esame, relativo alla sostituzione delle quattro unità esistenti alimentate a carbone con un ciclo combinato composto da due nuove unità alimentate a gas, prevede l'utilizzo di soluzioni tali da ridurre l'impatto ambientale in fase di esercizio.

Il nuovo ciclo combinato è stato infatti progettato con i criteri più avanzati di efficienza e compatibilità ambientale e proposti nel pieno rispetto delle *Best Available Techniques Reference document* (BRef) di settore definite a livello europeo<sup>4 5</sup>.

4 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.

5 Nel documento intitolato "Confronto delle prestazioni della Centrale in relazione alle Conclusioni sulle BAT per i Grandi Impianti di Combustione", Allegato n.12 della Relazione Tecnica di progetto (Doc. Enel PBITC00029) è riportata la verifica di tutti i requisiti.

Il progetto prevede infatti l'utilizzo di soluzioni impiantistiche tali da ridurre l'eventuale l'impatto ambientale relativo all'esercizio della Centrale. In particolare, il funzionamento del nuovo ciclo combinato 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.

L'impianto è infine dotato di idonei sistemi per il trattamento delle acque:

- Impianto Trattamento Acque Reflue (ITAR);
- Impianto di Trattamento delle Acque Ammoniacali (ITAA);
- Impianto di Trattamento degli Spurghi di Desolfurazione (ITSD).

## 5 LE NORME VIGENTI

Dalla disamina dei piani e programmi che insistono sul territorio di interesse risulta l'assenza di evidenti elementi ostativi alla realizzazione del progetto. Si fornisce nel seguito una sintesi delle valutazioni.

Pianificazione	Coerenza
<p><i>Pianificazione e programmazione energetica:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Piano Strategico Europeo per le Tecnologie Energetiche (SET Plan, Nov. 2007);</li> <li>• La disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica (Capacity Market)</li> <li>• Piano di Azione Nazionale per le energie rinnovabili dell'Italia (PAN);</li> <li>• Strategia Energetica Nazionale (SEN);</li> <li>• Proposta di Piano nazionale integrato per l'energia e il clima per il periodo 2021-2030 (PNIEC);</li> </ul>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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, 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</p>

Pianificazione	Coerenza
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Quadro strategico 2019-2021 di ARERA;</li> <li>• Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR);</li> </ul>	<p>svilupparsi degli scenari e degli obiettivi della pianificazione energetica regionale.</p>
<p><i>Pianificazione e programmazione socio-economica:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Quadro Strategico Comune (QSC 2014-2020)</li> <li>• Accordo di Partenariato (AdP 2014-2020)</li> <li>• Programma operativo regionale (Por) del Fondo europeo di sviluppo regionale (Fesr) 2014-2020</li> <li>• Documento di Economia e Finanza Regionale 2019-2021 (DEFER)</li> </ul>	<p>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 Regione Puglia, costituendo un impulso per la competitività regionale e l'occupazione.</p> <p>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.</p> <p>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 gas naturale della centrale oggi alimentata a carbone.</p> <p>Per quanto il progetto in esame non trovi diretta corrispondenza con gli assi di finanziamento determinati dal DEFER, 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<sub>2</sub> dato che nella sua nella configurazione finale la centrale sarà alimentata solo a gas naturale e verranno dismesse tutte le unità a carbone.</p>
<p><i>Pianificazione delle acque</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Piano di bacino per l'assetto idrogeologico della Puglia</li> <li>• Piano di gestione del rischio alluvioni della Puglia</li> <li>• Piano di tutela delle acque della Puglia</li> <li>• Piano di gestione delle acque del distretto idrografico dell'Appennino Meridionale</li> </ul>	<p>Sulla base dell'analisi del Piano di bacino, non si ravvisano specifiche criticità, in termini di rischio idraulico o idrogeologico, 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.</p> <p>Inoltre, sulla base delle indicazioni del Piano di tutela delle acque o del Piano di gestione di distretto idrografico, 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>
<p><i>Pianificazione per la qualità dell'aria:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Piano di qualità dell'aria della Regione Puglia</li> </ul>	<p>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<sub>10</sub>.</p>

Pianificazione	Coerenza
<p><i>Altra pianificazione ambientale:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Piano regionale delle coste</li> <li>• Piano regionale di gestione dei rifiuti speciali</li> </ul>	<p>Secondo il Piano regionale delle coste , 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 è stato adottato con Deliberazione della Giunta Comunale del 2 luglio 2014 n. 234. La zona della centrale è esclusa dalla pianificazione del piano comunale . Si evidenzia solo che, tra le carte di analisi, si segnala la fascia di non fruibilità del tratto di costa prospiciente la centrale, ove vige il divieto di balneazione.</p> <p>Infine, 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>
<p><i>Pianificazione territoriale e paesaggistica:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR)</li> <li>• Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP)</li> </ul>	<p>È possibile affermare che non vi siano elementi di specifica criticità evidenziati dalla pianificazione paesaggistica regionale e provinciale: questa di fatto riconosce la presenza della centrale tra le attività produttive; inoltre, gli interventi in progetto costituiscono un’opera migliorativa, dal punto di vista ambientale, rispetto agli impianti industriali oggi 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.</p> <p>Per tali ragioni il progetto è da considerarsi conforme alla pianificazione territoriale e paesaggistica, fatte salve le procedure di autorizzazione paesaggistica.</p>
<p><i>Pianificazione comunale:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Piano Regolatore del Comune di Brindisi</li> <li>• Documento programmatico preliminare del nuovo Piano Urbanistico Generale</li> <li>• Piano di zonizzazione acustica comunale</li> </ul>	<p>Per la realizzazione del progetto in esame le norme del Piano Regolatore del Comune 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>
<p><i>Regime vincolistico</i></p>	<p>L’area di intervento interferisce con i seguenti vincoli ascrivibili al Dlgs 42/04 e ss.mm.ii.:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• “territori costieri”, ai sensi dell’art. 142, comma 1), lett. a) del D.Lgs. 42/2004;</li> <li>• “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.</li> </ul> <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>

Pianificazione	Coerenza
	<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>
<p><i>Sistema delle aree protette</i></p>	<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"> <li>• Riserva Naturale Regionale Orientata Bosco di Cerano (EUAP0579) a circa 100 m a Sud dal sedime della centrale;</li> <li>• Parco Naturale Regionale Salina di Punta della Contessa (EUAP0580) a circa 900 m a Nord dal sedime della centrale.</li> </ul> <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 del SIC Bosco Tramazzone (IT9140001), a circa 100 m dal sedime della centrale, in direzione Sud; inoltre a circa 2,4 km a nord-est,</p> <p>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 SIA (Rapporto CESI B9014358).</p>

## 6 STIMA DEGLI IMPATTI AMBIENTALI

### 6.1 L'Aria

#### 6.1.1 Caratterizzazione della componente

##### 6.1.1.1 Fattori climatici

La Centrale termoelettrica "Federico II" (Brindisi Sud) sorge nel territorio del Comune di Brindisi in Località Cerano di Tutturano, frazione Sud del capoluogo di Provincia, a circa 12 km a Sud della città di Brindisi e 30 km a Nord della città di Lecce. L'area si affaccia sul litorale brindisino, nel tratto di costa che va da Località Masseria Cerano al confine sud del Comune stesso.

Il clima della regione è classificabile come temperato umido con estate asciutta e molto calda.

Per caratterizzare l'area dal punto di vista climatologico, sono stati analizzati i dati disponibili nell'Atlante Climatico dell'Aeronautica Militare per il trentennio 1971-2000 della stazione Brindisi, localizzata nei pressi dell'aeroporto di Brindisi-Casale.

La zona costiera e l'immediato entroterra rappresentato dalle pianure sub-costiere, d'interesse per le finalità di questo studio, evidenziano condizioni termiche poco accentuate, che si rinvengono nella maggior parte della zona litorale dell'Italia. I mesi mediamente più freddi risultano essere gennaio e febbraio, quelli più caldi luglio ed agosto. Il valore minimo mensile più basso del trentennio è stato di 6.5 °C, mentre il valore massimo mensile più alto è stato di 29.0 °C.

Il regime pluviometrico è tipicamente marittimo mediterraneo, con massimo principale in novembre o dicembre e minimo principale in luglio, raggiunto attraverso una graduale diminuzione da gennaio a giugno.

Le caratteristiche anemologiche dell'area sono il frutto della sovrapposizione del locale regime di brezza terra-mare al quadro anemologico di grande scala dominante sul basso Adriatico e sullo Ionio settentrionale. In quota come al suolo, in assenza di particolari effetti locali, vi è una prevalenza delle frequenze di venti occidentali, in particolare da Nord-Ovest. L'influenza dell'esposizione della regione rispetto al mare Adriatico avente come asse longitudinale la direzione NW-SE, si esplica con la presenza di venti meridionali a bassa quota.

##### 6.1.1.2 Qualità dell'aria

ARPA Puglia realizza il monitoraggio della qualità dell'aria regionale attraverso molteplici strumenti, il più importante dei quali è la Rete Regionale di monitoraggio della Qualità dell'Aria (RRQA), costituita da 53 stazioni fisse.

Per valutare lo stato attuale della qualità dell'aria dell'intera regione, con specifico interesse per quanto rilevato nelle postazioni della rete regionale più prossime alla Centrale Enel "Federico II" di Brindisi, si fa riferimento ai dati 2017 pubblicati nella "Relazione annuale sulla Qualità dell'Aria in Puglia, Anno 2017", redatta dal Centro Regionale Aria di ARPA Puglia.

Il particolato PM<sub>10</sub> è l'insieme di particelle con diametro aerodinamico inferiore a 10 µm (10<sup>-6</sup> metri). Il D.Lgs. 155/2010 fissa due valori limite per il PM<sub>10</sub>: la media annua di 40 µg/m<sup>3</sup> e la media giornaliera di 50 µg/m<sup>3</sup> da non superare più di 35 volte nel corso dell'anno civile. Nei siti di monitoraggio industriali/traffico e di fondo regionale, il limite sulla media annua 2017 è stato rispettato in tutti i siti. Il valore medio registrato per la sola provincia di Brindisi è stato di 22 µg/m<sup>3</sup>. Il numero dei superamenti del limite giornaliero di 50 µg/m<sup>3</sup> è stata superato solo nel sito di Torchiarolo - Don Minzoni (42 superamenti), in provincia di Brindisi, dove è ormai appurato il contributo predominante delle emissioni da combustione di biomassa alle concentrazioni di particolato nei mesi invernali. Dal 2010 si registra una tendenziale diminuzione delle concentrazioni di questo inquinante, con un andamento particolarmente evidente nelle province di Taranto e Brindisi.

Il particolato PM<sub>2.5</sub> è l'insieme di particelle solide e liquide con diametro aerodinamico inferiore a 2.5 µm (10<sup>-6</sup> m). Il D.Lgs. 155/2010 prevede un valore limite di 25 µg/m<sup>3</sup>. Nel 2017 il limite di 25 µg/m<sup>3</sup> non è stato superato in nessun sito della regione. La media della provincia di Brindisi è stata di 16 µg/m<sup>3</sup>. Come per il PM<sub>10</sub>, anche per il PM<sub>2.5</sub> si osserva una generale tendenza alla diminuzione. A differenza del PM<sub>10</sub>, tuttavia, per il PM<sub>2.5</sub> complessivamente non si osservano trend statisticamente significativi.

Gli ossidi di azoto, indicati con il simbolo NO<sub>x</sub>, si formano soprattutto nei processi di combustione ad alta temperatura e rappresentano un sottoprodotto dei processi industriali e degli scarichi dei motori a combustione interna. I limiti previsti dal D.Lgs. 155/2010 per l'NO<sub>2</sub> sono la media oraria di 200 µg/m<sup>3</sup> da non superare più di 18 volte nel corso dell'anno e la media annua di 40 µg/m<sup>3</sup>. A livello regionale, nel 2017 il limite annuale di concentrazione è stato superato nella sola stazione da traffico Bari-Cavour. Nelle stazioni da traffico e industriali della provincia di Brindisi è stato registrato un valore medio di 16 µg/m<sup>3</sup>. Le concentrazioni registrate nelle stazioni di fondo risultano decisamente inferiori rispetto alle stazioni da traffico e industriali, con un valore medio regionale di circa 10 µg/m<sup>3</sup>. Anche per l'NO<sub>2</sub> nel periodo 2010-2017 si osserva una generale diminuzione delle concentrazioni.

L'ozono (O<sub>3</sub>) è un inquinante secondario che si forma in atmosfera attraverso reazioni fotochimiche tra altre sostanze. Il D.Lgs. 155/2010 fissa un valore obiettivo per la protezione della salute umana pari a 120 µg/m<sup>3</sup> sulla media mobile delle 8 ore, da non superare più di 25 volte l'anno. Il valore obiettivo per la protezione della salute umana è stato superato

nel 2017, come negli anni precedenti, su tutto il territorio regionale, a conferma del fatto che la Puglia, per la propria collocazione geografica, è soggetta a elevati valori di questo inquinante.

Il benzene (C<sub>6</sub>H<sub>6</sub>) è un idrocarburo aromatico dall'accertato potere cancerogeno. Il D.Lgs. 155/2010 fissa un valore limite di concentrazione annuo di 5 µg/m<sup>3</sup>. Nel 2017, come negli anni precedenti, questo limite non è stato superato in nessun sito. Nella sola provincia di Brindisi la media è stata di 0.7 µg/m<sup>3</sup>.

Il monossido di carbonio (CO) è una sostanza gassosa che si forma per combustione incompleta di materiale organico, ad esempio nei motori degli autoveicoli e nei processi industriali. Il D.Lgs. 155/2010 fissa un valore limite di 10 mg/m<sup>3</sup> calcolato come massimo sulla media mobile delle 8 ore. Nel 2017 il limite di concentrazione per il CO non è stato superato in nessuno dei siti di monitoraggio.

Il benzo(a)pirene, classificato come cancerogeno per l'uomo dall'Agenzia per la Ricerca sul Cancro (IARC), è il marker della famiglia di inquinanti noti come Idrocarburi Policiclici Aromatici (IPA). La normativa prevede la determinazione del Benzo(a)pirene contenuto nel PM<sub>10</sub> e fissa un valore obiettivo di 1 ng/m<sup>3</sup>, da calcolare su base annua. Nel 2017 gli IPA sono stati monitorati in 12 siti distribuiti sul territorio regionale. In nessuno dei siti monitorati è stato superato il valore obiettivo.

## ***6.1.2 Valutazione degli impatti potenziali sulla componente***

### ***6.1.2.1 Fase di realizzazione***

Le attività generatrici di emissioni in atmosfera durante la fase di cantiere per la demolizione e la realizzazione degli interventi in progetto sono sostanzialmente riconducibili ai mezzi di trasporto e alle macchine operatrici, attraverso i processi di combustione dei motori e la movimentazione ed il trasporto dei materiali polverulenti.

In linea generale, durante le attività di cantiere, saranno adottati tutti gli accorgimenti tecnici e le norme di buona pratica atti a minimizzare le emissioni di polveri.

Le considerazioni relative alle attività legate alla fase di realizzazione dei nuovi cicli combinati mostrano come gli impatti causati dalle emissioni di polveri generate in fase di cantiere siano da ritenersi non significativi, completamente reversibili e circoscritti all'area di intervento.

### ***6.1.2.2 Fase di esercizio***

La valutazione degli impatti sulla componente atmosfera indotti nella fase di esercizio è condotta mediante il confronto tra la stima delle ricadute in termini di concentrazioni in aria ambiente delle emissioni convogliate a camino nell'assetto impiantistico attuale (4

gruppi alimentati a carbone) ed in quelli di progetto (nuovi gruppi alimentati a gas naturale).

L'approccio utilizzato ha l'obiettivo di fornire localizzazione ed estensione massime delle aree potenzialmente interferite dalle ricadute delle emissioni convogliate. A tale scopo, la ricostruzione modellistica della dispersione assume, per tutti gli scenari, il funzionamento continuativo dell'impianto alla massima capacità produttiva per tutta la durata della simulazione, senza dunque prevedere alcun periodo di fermo impianto o di conduzione a potenza ridotta.

Lo strumento modellistico adottato è composto da una catena di modelli per la ricostruzione della dinamica meteorologica 3D (modello prognostico denominato WRF e modello diagnostico denominato CALMET) e da un modello per la ricostruzione della dispersione atmosferica degli inquinanti (modello lagrangiano a puff denominato CALPUFF).

Il modello meteorologico CALMET è stato applicato ad un dominio di calcolo 3D costituito da 10 livelli verticali e due griglie innestate: la prima "esterna", finalizzata alla ricostruzione della circolazione a meso-scala, di 103.5 x 103.5 km<sup>2</sup> a risoluzione di 4.5 km; la seconda "interna", finalizzata alla ricostruzione di dettaglio del territorio, di 22.5 x 22.5 km<sup>2</sup> a risoluzione di 500 m.

Lo strumento modellistico è stato applicato, a passo orario, per il triennio 2013-2015.

Le simulazioni della dispersione degli inquinanti in atmosfera sono state effettuate considerando sia uno scenario emissivo "attuale", con emissione dai gruppi esistenti alimentati a carbone, sia diversi scenari emissivi "di progetto", con emissione dai nuovi gruppi alimentati a gas naturale nelle diverse fasi di costruzione ed avviamento.

Nell'assetto di progetto finale si prevede l'annullamento delle emissioni di SO<sub>2</sub> (biossido di zolfo) e di PTS (polveri primarie), la decisa diminuzione delle emissioni degli NO<sub>x</sub> (ossidi di azoto) di oltre un ordine di grandezza (-93%) e la riduzione a un terzo (-68%) delle emissioni di CO (monossido di carbonio).

Dai risultati della simulazione, risultano evidenti i miglioramenti derivanti dalla fase finale dello scenario di progetto. Negli scenari di progetto, le ricadute attese associate alle emissioni convogliate dalla Centrale risultano sempre sostanzialmente inferiori rispetto allo scenario attuale per tutti i principali inquinanti (biossido di zolfo, polveri ed ossidi di azoto).

Dal punto di vista della localizzazione delle aree di maggiore impatto, in generale, pur queste variando in funzione dell'inquinante e della tipologia del parametro statistico rappresentato, si può individuare come zona maggiormente interessata dalle ricadute quella posta entro qualche chilometro a Sud e Sud-Ovest rispetto alla Centrale.

La simulazione modellistica ha permesso anche di stimare le ricadute delle emissioni della Centrale in corrispondenza dei centri abitati, assunti quali recettori sensibili in quanto rappresentativi dei luoghi a maggiore densità abitativa. Dall'analisi dei risultati si possono osservare contributi alla concentrazione in aria ambiente sempre considerevolmente inferiori rispetto ai limiti normativi, sia nello scenario attuale sia, ancor più, negli scenari di progetto.

#### 6.1.2.2.1 Impatti sul clima

I principali effetti sul clima indotti dalle centrali termoelettriche derivano dalle emissioni di gas serra. In generale, i gas serra sono gas che in atmosfera assorbono ed emettono energia radiante nello spettro dell'infrarosso, causando quindi un riscaldamento dell'atmosfera. Il principale gas serra emesso dalla Centrale è il biossido di carbonio (CO<sub>2</sub>), gas prodotto da qualunque processo di combustione, oltre che da numerose ulteriori attività antropiche e naturali.

La realizzazione del progetto proposto, prevedendo la sostituzione del vettore energetico da carbone a gas naturale, comporta una riduzione significativa delle emissioni di CO<sub>2</sub> grazie anche alla maggiore efficienza dei nuovi impianti (dall'attuale rendimento elettrico del 40% ad un valore del 61%) ed alla diminuzione della potenza termica installata.

La realizzazione del progetto comporta quindi un impatto positivo nel contrastare il cambiamento climatico.

## 6.2 L'Acqua

### 6.2.1 Caratterizzazione della componente

L'area vasta circostante l'impianto, che ricade nel bacino idrografico del Cillarese, è caratterizzata dalla presenza del canale Cillarese e del fiume Grande. Tale corso d'acqua, 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 destinato all'accumulo di acqua utilizzata ai soli fini industriali, che risulta interno alla perimetrazione del Parco Naturale Regione Saline di Punta della Contessa.

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.

Nell'area vasta dell'impianto è presente l'Acquifero Profondo del Salento.

Per quanto concerne la qualità delle acque superficiali sono disponibili alcuni dati della rete di monitoraggio dei corsi d'acqua effettuati da ARPA Puglia nel 2015, relativi al fiume Grande.

Lo stato ecologico risulta "scarso", mentre lo stato chimico risulta "buono".

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 (Livello di Inquinamento dei Macrodescrittori) nel 2016, che assegna al fiume Grande il giudizio "buono".

Per quanto concerne la qualità delle acque marino – costiere, i monitoraggi di ARPA Puglia del 2015 hanno evidenziato uno stato ecologico "sufficiente" e uno stato chimico "non buono". Nel Piano di Gestione del distretto idrografico dell'Appennino meridionale viene riportato che il corpo idrico 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, più prossime all'impianto, 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.

In riferimento alla qualità delle acque sotterranee, lo stato ambientale dell'intero Acquifero Profondo del Salento risulta complessivamente 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".

## **6.2.2 Valutazione degli impatti potenziali sulla componente**

### **6.2.2.1 Fase di cantiere**

#### **6.2.2.1.1 Impatti sull'ambiente idrico terrestre**

Il progetto in esame non prevede alcun impatto sulla qualità dei corpi idrici durante la fase di 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 gli scavi non si può escludere la formazione di acqua salmastra nel fondo e, in tale caso, l'acqua sarà aspirata e, previa verifica, restituita al 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.

### 6.2.2.2 Fase di esercizio

#### 6.2.2.2.1 Impatti sull'ambiente idrico terrestre

L'installazione del nuovo ciclo combinato prevede una riduzione sensibile dei prelievi idrici, comportando quindi una riduzione dell'impatto ambientale sulla componente idrica rispetto alla configurazione autorizzata. Sarà creata idonea rete dedicata alla raccolta dell'acqua meteorica e alle acque inquinate, suddivise in base alla loro natura, che saranno convogliate agli impianti di trattamento delle acque (ITAR, ITSD).

#### 6.2.2.2.2 Impatti sull'ambiente marino

Nel nuovo assetto della CTE non sono previste modifiche nell'ubicazione dei punti di prelievo e scarico in mare.

Il nuovo assetto comporterà una diminuzione progressiva dei prelievi di acqua di mare fino a riduzioni dell'ordine del 70% nella configurazione finale, comportando quindi una riduzione dell'impatto ambientale sulla componente idrica rispetto alla configurazione autorizzata.

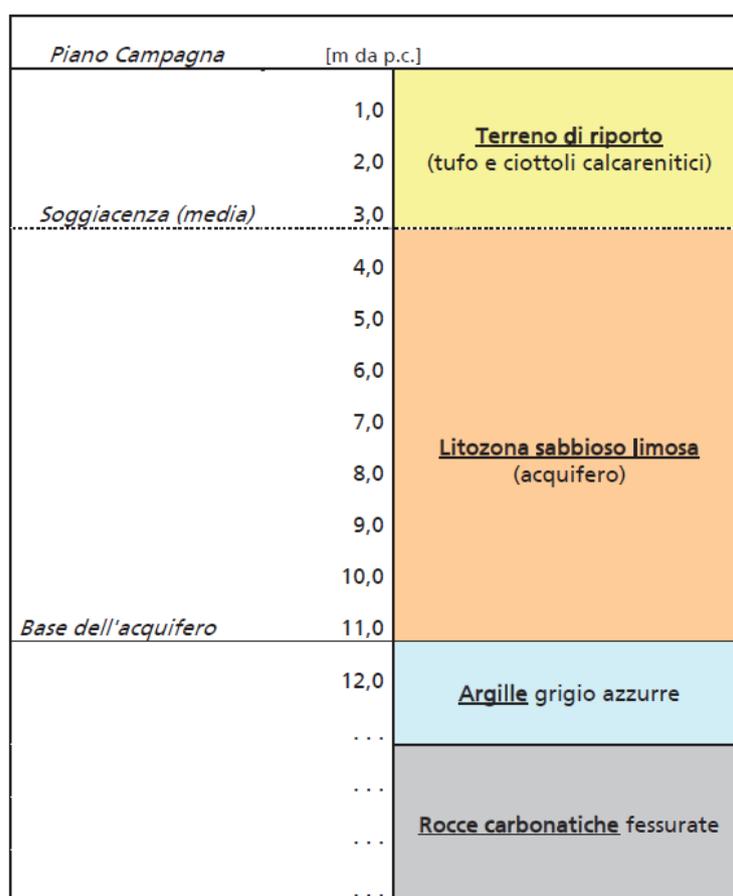
In riferimento agli scarichi si fa presente che i punti di scarico S1S, S1N, S2N e S4N saranno mantenuti e che nell'assetto futuro si avrà una diminuzione della potenza termica dissipata attraverso le acque di raffreddamento dallo scarico S1S, ascrivibile alla diminuzione della potenza termica dissipata 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.

## 6.3 Il Suolo e il Sottosuolo

### 6.3.1 Caratterizzazione della componente

Dal punto di vista geologico, la struttura del territorio d'area vasta brindisino è caratterizzata dalla presenza di una potente successione calcareo-dolomitica con assetto prevalentemente sub-orizzontale. La stessa successione risulta essere attraversata da faglie allineate secondo due sistemi principali, uno orientato in direzione WNW-ESE e l'altro in direzione NE-SW.

Sulla base delle indagini condotte per la caratterizzazione del S.I.N. Brindisi Sud di cui la centrale fa parte si può distinguere la successione stratigrafica descritta nello schema seguente.



*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 6.3.5 – 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. 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.

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). Queste aree non sono interessate dallo sviluppo del progetto in esame.

Secondo la **classificazione sismica** del territorio definita tramite l'Ordinanza PCM 3274/2003, il Comune di Brindisi ricade in Zona 4: sismicità bassa (PGA inferiore a 0,05 g).

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 formazione 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 del SIN di Brindisi (all'interno del quale si colloca anche la centrale), 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 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.

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 6.3.6 – Suddivisione del sito di centrale in sub-aree

In particolare, nelle Aree F e H, le indagini realizzate non hanno evidenziato superamenti delle Concentrazioni Soglia di Contaminazione (CSC), per siti ad uso industriale/commerciale ai sensi del D.lgs. 152/06 e pertanto, tali aree sono state restituite agli usi legittimi.

Nelle Aree E e G, le indagini complessivamente eseguite in sito, hanno evidenziato superamenti delle Concentrazioni Soglia di Contaminazione (CSC), per siti ad uso industriale/commerciale ai sensi del D.lgs. 152/06, relativamente ai seguenti parametri: Arsenico, Zinco, Antimonio, Mercurio, Selenio e  $C > 12$ .

A seguito della caratterizzazione è stato, quindi, 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 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.

Nell'ambito delle attività di caratterizzazione e bonifica del SIN di Brindisi, 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. 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. Nel monitoraggio del febbraio 2018, in alcuni piezometri è stato riscontrato il superamento per il Benzene (un piezometro) e per il Tricloroetano (3 piezometri).

### ***6.3.2 Valutazione degli impatti potenziali sulla componente***

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.

### 6.3.2.1 Impatti in fase di cantiere

#### Volumi di scavo e gestione delle terre

Come detto nel paragrafo della caratterizzazione della componente suolo e sottosuolo, in seguito alla realizzazione delle attività di bonifica autorizzate con decreto del 2014, permangono **nell'area E** (vedi Figura 6.3.6) 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 6.3.6), 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). In questo caso è previsto uno scavo di profondità massima pari a 5,00 m per la posa delle fondazioni. Pertanto 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 della normativa di settore, e, inoltre, dovrà essere previsto, a valle della realizzazione delle opere in progetto, il ripristino del modello concettuale elaborato per il sito, così come riportato nell'Analisi di Rischio approvata con il Decreto sopracitato.

La gestione delle terre e 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 la realizzazione degli interventi in progetto nel sito di Centrale è prevista una quantità massima di terre movimentate pari a circa 60.000 m<sup>3</sup>, con una profondità massima di scavo pari a 5 m, di cui circa 11.000 m<sup>3</sup> saranno usati per rinterri.

Le ipotesi progettuali per la gestione delle terre e rocce da scavo prodotte nell'ambito della realizzazione delle opere in progetto prevedono che sia massimizzato il riutilizzo o il recupero delle terre prodotte. In sito queste terre saranno riutilizzate in particolare per:

- il riempimento degli scavi a seguito della realizzazione delle nuove infrastrutture e parti di impianto;
- la sistemazione morfologica delle pendenze per il convogliamento delle acque piovane dei piazzali.

Se necessario, il riempimento delle aree di scavo dovrà essere effettuato con materiali inerti certificati, proveniente da aree esterne al sito.

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.

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 m<sup>3</sup>
- Murature, tramezzi, coperture, pavimentazioni: 11.000 m<sup>3</sup>
- Demolizione Calcestruzzi Strutturali: 3.000 m<sup>3</sup>
- Carpenterie Metalliche: 1.300 t

Nel progetto si prevede la massimizzazione del recupero del materiale demolito.

#### Occupazione di suolo per la fase di cantiere

L'area che si rende necessaria per le attività di realizzazione di un singolo CCGT da circa 840 MW<sub>e</sub> è stimabile in circa 25.000 m<sup>2</sup>. L'area di cantiere sarà allestita all'interno dell'impianto di Brindisi; 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.

In ogni caso, tutte le aree di cantiere 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 provvisorie e le aree utilizzate saranno ripristinate nella situazione ante-operam.

#### Potenziale contaminazione del suolo e delle acque sotterranee in fase di cantiere

In fase di cantiere saranno predisposte tutte le modalità operative previste atte a minimizzare il rischio di eventuali incidenti (intesi come sversamenti accidentali); inoltre si ricorda 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.

### 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, 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.

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 per essere poi eventualmente 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.

#### *6.3.2.2 Impatti in fase di esercizio*

##### 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. In tal senso, quindi, l'impatto complessivo dell'opera risulta essere sostanzialmente nullo.

##### Stabilità dei terreni

Data una certa disomogeneità stratigrafica rilevata nella specifica area di intervento, che può portare a notevoli cedimenti differenziali delle opere, si consiglia l'esecuzione delle fondazioni principali con l'utilizzo di pali trivellati con diametro compreso fra 600 e 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.

##### 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 la normativa di settore, della sollecitazione sismica tipica dell'area, adottando i coefficienti sismici necessari alla progettazione delle strutture dell'impianto, che in questo caso sono tipici di zone a bassa sismicità.

##### Potenziale contaminazione del suolo e delle acque sotterranee in fase di esercizio

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 e sono provviste di reti di raccolta delle acque adeguatamente gestite.

#### Prelievi 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. Per gli usi civili il prelievo avverrà sempre dall'acquedotto.

Secondo il bilancio previsto dal progetto nella configurazione futura si prevede un emungimento in diminuzione rispetto allo stato attuale. In generale, comunque, il nuovo ciclo combinato sarà progettato per minimizzare l'uso di acqua.

## 6.4 La Biodiversità

### 6.4.1 Vegetazione e flora

#### 6.4.1.1 Caratterizzazione della componente

La Regione Puglia presenta condizioni climatiche fortemente diversificate per la sua peculiare posizione geografica e per l'accentuata discontinuità territoriale e tale situazione determina un mosaico di climi, a cui corrisponde un complesso di fitocenosi a distribuzione e composizione floristica fortemente differenziate. È, quindi, possibile riconoscere le seguenti cinque aree climatiche:

- area con dominio di boschi cerro (*Quercus cerris* L.) e, in peculiari situazioni climatiche, a faggio (*Fagus sylvatica* L.) - parte più elevata del promontorio del Gargano e del Preappennino Dauno e piccola zona presso Gravina di Puglia (BA);
- area con una vegetazione mesofila sub-montana, dominata da cenosi a roverella (*Quercus pubescens* Willd.) e con territori caratterizzati da elevata aridità estiva che ospitano praterie xeriche popolate da *Stipa austroitalica* Martinovsky e *Festuca circummediterranea* Patzke - parte nord-occidentale delle Murge, pianura di Foggia sino al litorale adriatico settentrionale, fianchi nord-orientali del Preappennino Dauno, sino a quote comprese tra 500 e 600 m s.l.m., aree comprese tra le quote di 400 e 850 m s.l.m. del promontorio del Gargano;
- area caratterizzata da boschi di fragno (*Quercus trojana* Webb), quasi totalmente degradati a pascoli arborati - depressione di Gioia del Colle;
- area caratterizzata da boscaglie e macchie a *Quercus coccifera* L. e da stadi più degradati, come le garighe a *Thymus capitatus* L. e *Sarcopoterium spinosum* L. del Salento meridionale - estremo sud della Puglia e pianura di Bari con le aree collinari murgiane limitrofe;

- area con vegetazione caratterizzata dal leccio (*Quercus ilex* L.) che, in prossimità delle coste, viene sostituito dal pino d'Aleppo (*Pinus halepensis* Mill.), da sclerofille termofile della macchia mediterranea e dalle diffuse colture nella pianura di Brindisi e Lecce - pianura di Brindisi e Lecce e promontorio del Gargano a quote comprese tra 150 e 400 m s.l.m.

Sulla base dell'analisi dell'uso del suolo (Corine Land cover 2012 IV livello), da un punto di vista vegetazionale, il territorio di interesse presenta la seguente suddivisione:

- il 94% dell'area considerata appartiene a *Superfici agricole utilizzate*. In particolare, le *Colture Intensive* coprono il 54%, i *Vigneti e Oliveti* il 16%, l'1% adibito a *Superfici a copertura erbacea: graminacee non soggette a rotazione* e il restante 22% è inquadrato come *Sistemi colturali e particellari a colture permanenti*;
- il 3% dell'area appartiene alla classe *Superfici artificiali*, suddivise in: 1% *Tessuto urbano discontinuo* e il 2% *Aree industriali, commerciali e dei servizi pubblici e privati*;
- il 2% di *Boschi misti di conifere e latifoglie a prevalenza di pini mediterranei*;
- l'1% adibito a *Paludi salmastre*.

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.

#### 6.4.1.2 Valutazione degli impatti potenziali sulla componente

Le interferenze sulla vegetazione e sulla flora possono essere connesse principalmente alla sottrazione di suolo e alle emissioni gassose di SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>.

Dato che la riconversione degli impianti del sito di Brindisi Sud interesserà esclusivamente aree interne alla perimetrazione degli impianti di proprietà Enel e 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, quindi, il relativo impatto sulla componente in esame può considerarsi nullo.

In riferimento alle emissioni gassose di SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> le aree interessate dalle concentrazioni massime sono da ritenersi sostanzialmente puntiformi.

Considerando, inoltre, che:

- nell'assetto finale non verrà più emesso SO<sub>2</sub>, con il conseguente azzeramento del contributo;

- le concentrazioni massime di SO<sub>2</sub> e di NO<sub>x</sub> attuali 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 futuri di NO<sub>x</sub>, sia nelle fasi intermedie sia nell'assetto finale, presentano concentrazioni decisamente basse; non sono ipotizzabili effetti sulla vegetazione locale.

## **6.4.2 Fauna, ecosistemi e rete ecologica**

### **6.4.2.1 Caratterizzazione della componente**

Nell'area di studio sono state individuate 6 principali unità ambientali faunistiche, in 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. 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.

### **Biosfera marina**

Le praterie di *Posidonia oceanica* (Linnaeus) sono caratteristiche del Mediterraneo (profondità da poche dozzine di centimetri a 30-40 m) su substrati duri o mobili. Esse costituiscono uno degli habitat più importanti del Mediterraneo, 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* costituiscono una formazione ecologica stabile, endemica del Mediterraneo.

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 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 risistemazione/ricostituzione delle spiagge, possono provocare una regressione di queste praterie.

#### *6.4.2.2 Valutazione degli impatti potenziali sulla componente*

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.

Le prime tre tipologie fanno riferimento alla biosfera terrestre, mentre l'ultima tipologia riguarda la biosfera marina.

La riconversione degli impianti del sito di Brindisi Sud comporterà la realizzazione di nuove opere che interesseranno esclusivamente le aree di pertinenza Enel, già occupate da strutture tecnologiche, e ricadenti in *Aree industriali, commerciali e dei servizi pubblici e privati*, di conseguenza l'impatto connesso alla frammentazione ecologica può considerarsi nullo. In relazione al traffico veicolare, l'impatto atteso sulla componente biosfera terrestre può essere considerato trascurabile e completamente reversibile al termine dei lavori, data la distribuzione del fenomeno e la sua entità modesta.

Per quanto riguarda le immissioni sonore, sulla base della simulazione delle immissioni acustiche, in fase di cantiere i valori maggiori dei contributi sonori esterni all'area industriale risultano contenuti; l'analoga valutazione condotta per la fase di esercizio nell'assetto finale ha mostrato come i livelli di immissione subiranno, nella maggior parte dei punti considerati, un calo rispetto alla situazione attuale e si avrà, quindi, una generale riduzione del contributo della centrale al rumore ambientale della zona.

In riferimento alla componente biosfera marina, non sono previsti impatti significativi sull'ambiente idrico né in fase di cantiere, né in fase di esercizio, vista la riduzione dei volumi idrici scaricati (riduzione del 70% rispetto alla configurazione attuale).

### **6.4.3 Patrimonio agroalimentare**

#### *6.4.3.1 Caratterizzazione della componente*

Il territorio pugliese è caratterizzato da differenze territoriali che determinano un quadro diversificato della produttività agricola regionale: sono, infatti, 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).

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, sono destinati 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 punto di vista agricolo è, quindi, da attribuire alle colture di ulivi e vigneti con il 36% di superficie produttiva destinata a questo tipo di culture.

Le province di Brindisi e di Lecce sono 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).

#### *6.4.3.2 Valutazione degli impatti potenziali sulla componente*

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 SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>.

Considerando che le concentrazioni attese, associate alle emissioni convogliate del ciclo combinato, risultano sempre sostanzialmente inferiori per NO<sub>x</sub> e PM, sia rispetto allo scenario attuale sia rispetto ai limiti di legge, e che l'SO<sub>2</sub> non verrà più emessa, è possibile affermare che non sono ipotizzabili effetti sulle coltivazioni locali e, più in generale, sul patrimonio agroalimentare dell'area.

## 6.5 Il Clima acustico e vibrazionale

### 6.5.1 Caratterizzazione della componente

La centrale termoelettrica Federico II (Brindisi Sud) sorge presso il margine meridionale del Comune di Brindisi; l'area si affaccia sul litorale adriatico ad Est e confina nelle altre direzioni con territorio agricolo.

Dal punto di vista dei potenziali ricettori, nell'intorno della centrale non vi è alcun esteso insediamento a carattere residenziale, quanto piuttosto un certo numero di masserie sparse, talune delle quali presentano edifici ad uso residenziale. Questi fabbricati sorgono, in generale, lungo la viabilità locale, inclusa la strada comunale n.29. Oltre il confine Ovest della centrale, si trova la struttura del Centro Ricerche Enel; ad oltre 2.5 km dall'area di intervento, sempre in direzione Ovest, si segnala una struttura ad uso ricettivo/ristorazione.

Per quanto attiene invece alle sorgenti sonore, la rumorosità che attualmente caratterizza il sito è determinata dalla sovrapposizione di vari contributi, tra cui la centrale costituita dall'isola produttiva in senso stretto e dal sistema di approvvigionamento del carbone, l'attività antropica presso le masserie ed i fondi agricoli circostanti, il traffico veicolare di carattere locale lungo le strade provinciali e comunali nell'intorno, le fonti di origine naturale.

I limiti all'inquinamento acustico, con riferimento alla Legge Quadro 447/95, sono riportati dal DPCM 14/11/1997; essi trovano applicazione mediante lo strumento del Piano Comunale di Classificazione Acustica. Il Comune di Brindisi ha approvato tale piano nel 2007 ed una successiva variante nel 2012; secondo questo provvedimento, l'area di impianto è posta in classe VI "Aree esclusivamente industriali", con una fascia perimetrale in Classe IV. L'area agricola circostante è prevalentemente in Classe III, con fasce in Classe II lungo i due corsi d'acqua posti a Nord-Ovest e Sud-Est del sito. L'area posta a Sud è di pertinenza del Comune di San Pietro Vernotico (BR) che non ha ancora provveduto alla definizione del piano per il proprio territorio. Si applicano pertanto i limiti transitori di cui al DPCM 01/03/1991: l'area confinante con il Comune di Brindisi, anch'essa di tipo agricolo, può essere considerata appartenente alla categoria generica definita "tutto il territorio nazionale".

Lo stato attuale del clima acustico presso l'area circostante la Centrale di Brindisi è stato caratterizzato attraverso la campagna di misura eseguita da Enel TGx/ Italy TS nel mese di ottobre 2016, con l'impianto nelle condizioni di esercizio più rappresentative.

Il personale Enel impegnato nell'esecuzione delle prove, nell'elaborazione dei dati e nella produzione dei risultati è in possesso dei requisiti di Tecnico Competente in Acustica Ambientale, ai sensi della Legge Quadro 447/95, come modificata dal D.Lgs. 42/2017.

La campagna sperimentale si è basata sull'esecuzione di una serie di rilievi di rumore a breve termine nell'intorno della centrale, in posizioni rappresentative dei potenziali ricettori o in altre aree di interesse. Tra tutti i punti indagati nella campagna, lo studio ha preso in considerazione solo quelli dislocati nell'intorno della centrale e non quelli relativi al cosiddetto "asse attrezzato" per la movimentazione del carbone in arrivo dal Molo di Costa Morena o all'area limitrofa al molo stesso, zone non impattate direttamente dal nuovo intervento.

I n.14 punti di misura sono indicati con i prefissi "PC", "PR" e "PS", che, come da verbale 016/13/ACU di ARPA Puglia, stanno ad indicare rispettivamente una correlazione con una specifica area produttiva (sorgente o gruppo di sorgenti dell'impianto), con un recettore e con un'area sensibile. Riprendendo quanto stabilito nel corso della Verifica Ispettiva ISPRA del 22÷24 aprile 2013 ed in particolare quanto riportato nel relativo verbale di controllo ordinario, la campagna di monitoraggio acustico è stata effettuata in periodi caratterizzati dal contemporaneo esercizio delle quattro sezioni a potenza superiore al 50% di quella globale installata. Per l'esecuzione dei rilievi è stata applicata la tecnica di misura indicata dal DM 16/03/1998 come "tecnica di campionamento", che consiste, in pratica, nell'esecuzione di una serie di rilievi di rumore della durata di alcuni minuti cad. (tempo di misurazione  $T_M$ ), sia in periodo diurno (ore 06÷22) che notturno (ore 22÷06). Ogni misura è stata svolta su un tempo non inferiore a 10', per entrambi i tempi di riferimento.

### ***6.5.2 Valutazione degli impatti potenziali sulla componente***

La valutazione degli impatti per il nuovo scenario impiantistico è stata svolta mediante l'applicazione di un software in grado di prevedere i livelli sonori prodotti dal funzionamento della centrale in tutta l'area circostante, sulla base dei dati emissivi delle sorgenti sonore coinvolte, espressi mediante il relativo livello di potenza sonora. Il calcolo modellistico è stato effettuato in conformità alla norma ISO 9613-2 "Acoustics -- Attenuation of sound during propagation outdoors -- Part 2: General method of calculation".

I risultati con tutte le unità in servizio, insieme a quelli forniti dalla simulazione modellistica previsionale del rumore prodotto dalla centrale negli scenari progettuali previsti, hanno consentito di valutarne l'impatto acustico e verificare il rispetto dei limiti di legge, sulla base di ipotesi cautelative. Le simulazioni hanno riguardato le n.3 fasi di costruzione

previste (una unità in ciclo aperto, due unità in ciclo aperto, completamento in ciclo chiuso di entrambi i cicli aperti).

Lo studio ha riguardato i punti di misura considerati nell'ambito della campagna sperimentale; le principali conclusioni a cui ha condotto lo studio sono di seguito riportate.

- Le analisi condotte mostrano il pieno rispetto dei limiti assoluti di immissione presso tutti i punti considerati, sia in periodo diurno che notturno.
- Il criterio differenziale di immissione, valutato come differenza aritmetica tra il livello di immissione post operam e l'analogo valore ante operam presso le localizzazioni rappresentative di potenziali ricettori, risulta ovunque minore del limite più restrittivo, pari a 3 dB(A), stabilito dal DPCM 14/11/1997 per il periodo notturno.
- Sono state esaminate le variazioni del livello di immissione tra il più critico degli scenari futuri e la situazione attuale. I livelli di immissione subiranno, nella maggior parte dei punti considerati, un sensibile calo rispetto alla situazione attuale; si avrà, quindi, una generale e cospicua riduzione del contributo della centrale al rumore ambientale della zona. L'unica situazione di incremento, che non interessa alcun ambiente abitativo, risulta, comunque, conforme al limite imposto per il criterio differenziale.
- Si avrà pure il rispetto dei limiti di emissione, pari a 5 dB in meno dei corrispondenti limiti assoluti di immissione, presso i punti rappresentativi dei potenziali ricettori a carattere residenziale e lungo la recinzione nello scenario finale.
- Lo studio comprende anche la valutazione del rumore prodotto in fase di cantiere, per le fasi di preparazione del sito e scavo, ritenute quelle più impattanti dal punto di vista dell'inquinamento acustico. 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 conclude, 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.

## 6.6 Le radiazioni ionizzanti e non ionizzanti

### 6.6.1 Caratterizzazione della componente

#### 6.6.1.1 Radiazioni ionizzanti

La centrale di Brindisi Sud, nel suo assetto attuale che prevede l'utilizzo del carbone come combustibile, genera un marginale impatto radiologico dovuto al rilascio in atmosfera di radionuclidi naturali e alla produzione di ceneri leggere e pesanti.

### 6.6.1.2 Radiazioni non ionizzanti

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.

### 6.6.1.3 Radiazioni luminose

Attualmente la Centrale risulta dotata di un sistema di illuminazione adeguato, in relazione alle diverse aree operative considerando che si tratta di area a destinazione industriale.

## 6.6.2 Valutazione degli impatti potenziali sulla componente

### 6.6.2.1 Radiazioni ionizzanti

Il progetto prevede la dismissione degli attuali gruppi a carbone e la costruzione di un gruppo alimentato a gas naturale, il quale contiene quantità assolutamente 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.

### 6.6.2.2 Radiazioni non ionizzanti

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.

### *6.6.2.3 Radiazioni luminose*

Il sistema di illuminazione della Centrale 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.

## **6.7 Il Paesaggio**

### *6.7.1 Caratterizzazione della componente*

Il paesaggio, in particolar modo quello italiano, è frutto di un delicato equilibrio di elementi naturali ed elementi "costruiti", in cui alla morfologia dei luoghi ed alle loro caratteristiche ambientali si sono sovrapposti i segni che l'uomo vi ha lasciato nel corso dei secoli, quali testimonianza degli usi e delle attività che vi ha svolto, in relazione all'assetto sociale, economico e culturale delle diverse epoche. Per questo stretto legame con l'organizzazione che l'uomo imprime al territorio per soddisfare i propri bisogni di vita e relazione, il paesaggio è una realtà in continua evoluzione, lenta o repentina a seconda delle forze e degli equilibri che si determinano.

L'analisi della componente "paesaggio" permette di individuare i suoi caratteri fondamentali e stabilire le possibili compatibilità tra sviluppo e conservazione. In tale analisi sono importanti, quindi, sia gli aspetti storico-culturali, sia i valori estetico-visuali.

Lo studio dell'area in esame interessata dagli interventi in progetto è stato condotto sulla base delle indicazioni presenti in letteratura in materia di valutazione dell'impatto sul paesaggio, considerando il paesaggio come un sistema complesso a cui rapportarsi con un approccio transdisciplinare, esaminando le componenti sia naturali che antropiche che lo caratterizzano, partendo da un'analisi generale per poi esaminare le aree direttamente interessate dalle opere in progetto.

La piana di Brindisi è caratterizzata da un'ampia area sub-pianeggiante compresa tra le propaggini del banco calcareo delle Murge a Nord-Ovest e i deboli rilievi del Salento settentrionale a Sud. Essa si caratterizza, oltre che per la quasi totale assenza di pendenze significative e di forme morfologiche degne di significatività, per l'intensa antropizzazione agricola del territorio e per la presenza di zone umide costiere. Nella zona brindisina, ove i terreni del substrato sono nel complesso poco permeabili, sono presenti reticoli di canali, spesso ramificati e associati a consistenti interventi di bonifica, realizzati nel tempo per favorire il deflusso delle piovane e per evitare quindi la formazione di acquitrini.



**Figura 6.7.7 – Veduta aerea della Città di Brindisi**

La struttura insediativa si sviluppa principalmente lungo tre assi: l'asse Taranto-Brindisi, che attraversa la piana in direzione Ovest-Est, l'asse Taranto-Lecce e il doppio asse nord-sud costituito dalla statale 613 e dall'attuale provinciale 81 che dividono la piana interna da quella costiera. Su questa triangolazione principale si inserisce la viabilità secondaria che, con rettilinei perpendicolari, taglia la piana da lato a lato intercettando i centri interni.

A circa 4 Km a Nord rispetto la recinzione della Centrale e a Sud, proprio in adiacenza, troviamo due aree di pregio rappresentative della naturalità del territorio: rispettivamente il Parco Naturale Regionale "Salina di Punta della Contessa" e la Riserva Naturale Regionale Orientata "Bosco di Cerano".



**Figura 6.7.8 - Riserva Naturale Regionale Orientata Bosco di Cerano**

Per ciò che concerne la presenza di elementi di pregio e rilevanza storico-architettonica, si segnalano numerosi edifici religiosi nel territorio comunale di Brindisi, tra i quali la

Cattedrale, detta anche Duomo, ed edifici/costruzioni civili, tra i quali si menzionano il Palazzo Montenegro, il Castello Svevo e il Castello Alfonsino-Aragonese.

L'area in cui si colloca la Centrale 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.



**Figura 6.7.9 - Tipico paesaggio agrario della Piana Brindisina**

Questa zona, a destinazione industriale, risulta adiacente alla fascia costiera. Gli impianti industriali, da tempo presenti nella zona, hanno ormai forme e linee assimilate dal paesaggio.



**Figura 6.7.10 – Vista sulla Centrale da Nord-Est**

## **6.7.2 Valutazione degli impatti potenziali sulla componente**

### **6.7.2.1 Fase di cantiere**

La fase di cantiere dal punto di vista percettivo sarà limitata 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.

### **6.7.2.2 Fase di esercizio**

Per la valutazione dei potenziali impatti del progetto in esame sul paesaggio in fase di esercizio sono state 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, 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 (fotoinsertimenti);
- **valutazione dell'entità degli impatti sul contesto visivo e paesaggistico**, con individuazione di eventuali misure di mitigazione e/o compensazione degli impatti.

Data la conformazione del terreno pianeggiante, per lo più sgombra di elementi detrattori, saranno visibili nella lunga distanza in alcuni tratti. In particolare, gli elementi più alti del progetto (camini, corpi macchina) saranno visibili nella distanza, mentre 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 più vicina alla costa mentre spostandosi verso l'entroterra i corpi di centrale esistenti copriranno parzialmente i nuovi interventi. Gli elementi di progetto non saranno visibili dall'area circostante la torre Mattarelle a causa delle alberature presenti. Da Ovest gli interventi saranno parzialmente 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. Gli interventi saranno quindi visibili da alcune zone solo in modo parziale e da notevole distanza.

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.

Per valutare l'interferenza prodotta sul paesaggio dalle opere in progetto, 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.

I punti di vista prescelti per la valutazione degli impatti sono descritti nella successiva Tabella 6.7.1.

**Tabella 6.7.1 – 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.

Dall'analisi condotta, anche supportata dall'elaborazione di fotoinserti 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.

Si riportano di seguito le simulazioni dai punti di vista selezionati.



**Figura 6.7.11 – Punto di vista 1 – Stato di fatto**



**Figura 6.7.12 – Punto di vista 1 – Simulazione**



**Figura 6.7.13 – Punto di vista 2 – Stato di fatto**



**Figura 6.7.14 – Punto di vista 2 – Simulazione**



**Figura 6.7.15 – Punto di vista 3 – Stato di fatto**



**Figura 6.7.16 – Punto di vista 3– Simulazione**



**Figura 6.7.17 – Punto di vista 4 – Stato di fatto**



**Figura 6.7.18 – Punto di vista 4 – Simulazione**



**Figura 6.7.19 – Punto di vista 5 – Stato di fatto**



**Figura 6.7.20 – Punto di vista 5 – Simulazione**



Figura 6.7.21 – Punto di vista 6 – Stato di fatto



Figura 6.7.22 – Punto di vista 6 – Simulazione



**Figura 6.7.23 – Punto di vista 7 – Stato di fatto**



**Figura 6.7.24 – Punto di vista 7 – Simulazione**

## 6.8 La Salute Pubblica

### 6.8.1 Caratterizzazione della componente

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 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.

### 6.8.2 Valutazione degli impatti potenziali sulla componente

Le principali fonti di rischio per la salute pubblica derivanti dal progetto sono costituite prevalentemente dall'inquinamento acustico e da quello atmosferico. Non sono qui considerati gli impatti sul suolo e sulle acque sotterranee. s

### 6.8.2.1 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.

Per quanto riguarda la fase di esercizio dell'impianto, le analisi effettuate mostrano 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 che permette di eliminare le emissioni di biossido di zolfo (SO<sub>2</sub>) e particolato primario (PM<sub>10</sub> e PM<sub>2.5</sub>) e ridurre di quasi di un ordine di grandezza quelle degli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), del 68% il monossido di carbonio (CO) e del 31% dell'ammoniaca (NH<sub>3</sub>). 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.

La realizzazione del progetto proposto consente, inoltre, riducendo le emissioni di CO<sub>2</sub> di oltre il 60%, di ottenere un beneficio nel contrastare il cambiamento climatico.

### 6.8.2.2 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 negli scenari indicati, hanno consentito di valutarne l'impatto acustico e verificare il rispetto dei limiti di legge.

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.

### 6.8.2.3 Valutazione di Impatto Sanitario

Lo Studio di Impatto Ambientale è accompagnato da uno studio di Valutazione di Impatto Sanitario, condotto dalla società ICARO per conto di Enel.

Lo studio evidenzia che 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, 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.

## 7 MISURE DI MITIGAZIONE E MONITORAGGIO

### 7.1 Mitigazioni

Il progetto relativo alla realizzazione del nuovo ciclo combinato prevede l'utilizzo di soluzioni tali da ridurre l'impatto ambientale in fase di esercizio.

Il nuovo gruppo è stato infatti progettato 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 seguente tabella riporta le principali misure di mitigazione che saranno adottate dal progetto. Tali misure sono dettagliatamente descritte al Capitolo 5 dello Studio di Impatto Ambientale.

Componente	Impatto	Mitigazione
Atmosfera e qualità dell'aria	<p><u>Fase di cantiere</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Emissioni gassose da mezzi e macchinari di cantiere.</li> </ul> <p><u>Fase di esercizio</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Emissioni gassose in atmosfera.</li> </ul> <p>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<sub>2</sub>) e particolato primario (PM<sub>10</sub> e PM<sub>2.5</sub>). Lo scenario di progetto permette inoltre di ridurre le emissioni su base oraria di circa il 93% quelle degli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) e di circa il 68% quelle di monossido di carbonio (CO) e dell'ammoniaca (NH<sub>3</sub>). Le emissioni di CO<sub>2</sub> saranno inoltre ridotte del 60%, consentendo conseguentemente di ottenere un beneficio nel contrastare il cambiamento climatico.</p>	<p><u>Fase di cantiere</u></p> <p>Gli accorgimenti in fase di cantiere saranno finalizzati a ridurre il carico emissivo e consisteranno nell'applicazione di buone pratiche per la gestione del cantiere e nell'adozione di misure di mitigazione tra cui:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- bagnatura delle terre in movimentazione e delle superfici di cantiere quali piste e piazzali;</li> <li>- pulizia degli pneumatici degli autoveicoli in uscita dal cantiere;</li> <li>- copertura dei trasporti verso aree esterne al cantiere;</li> <li>- riduzione della velocità dei mezzi sulle strade di cantiere non asfaltate;</li> <li>- installazione di barriere protettive, di altezza idonea, intorno ai cumuli e/o alle aree di cantiere;</li> <li>- evitare le demolizioni e le movimentazioni di materiali polverulenti durante le giornate con vento intenso;</li> <li>- durante la demolizione delle strutture bagnatura dei manufatti al fine di minimizzare la formazione e la diffusione di polveri;</li> <li>- 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.</li> </ul> <p><u>Fase di esercizio</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- impianto di desolforazione (DeSO<sub>x</sub>)</li> </ul>
Acqua	<p><u>Fase di cantiere</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Prelievi idrici</li> <li>- Potenziale contaminazione dei corpi idrici</li> </ul> <p><u>Fase di esercizio</u></p> <p>la nuova configurazione di progetto non comporterà un maggiore impatto ambientale sulla componente idrica rispetto alla configurazione autorizzata.</p>	<p><u>Fase di cantiere</u></p> <p>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.</p> <p><u>Fase di esercizio</u></p> <p>Non sono necessarie misure di mitigazione.</p>

Componente	Impatto	Mitigazione
Suolo e sottosuolo	<p><u>Fase di cantiere</u></p> <p>L'intervento non ha impatti significativi sulla componente in fase di cantiere. In particolare le attività di scavo e movimentazione di terra connesse alla realizzazione delle fondazioni non altereranno lo stato del sottosuolo.</p> <p><u>Fase di esercizio</u></p> <p>L'impatto in fase di esercizio è limitato all'occupazione di suolo, che tuttavia interesserà aree già destinate ad attività industriali.</p>	<p><u>Fase di cantiere</u></p> <p>Non sono necessarie misure di mitigazione. Durante la fase di cantiere saranno comunque applicate le buone pratiche per la gestione dello stesso.</p> <p><u>Fase di esercizio</u></p> <p>Non sono necessarie misure di mitigazione.</p>
Biodiversità	<p><u>Fase di cantiere</u></p> <p>- Emissioni gassose da mezzi e macchinari di cantiere.</p> <p><u>Fase di esercizio</u></p> <p>- Emissioni gassose in atmosfera.</p> <p>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<sub>2</sub>) e particolato primario (PM<sub>10</sub> e PM<sub>2.5</sub>), con conseguente miglioramento dello stato fitosanitario della vegetazione.</p>	<p><u>Fase di cantiere</u></p> <p>Le misure di mitigazione sulla componente coincidono con quelle adottate per la qualità dell'aria.</p> <p><u>Fase di esercizio</u></p> <p>Non sono necessarie misure di mitigazione.</p>

Componente	Impatto	Mitigazione
<p>Clima acustico e vibrazionale</p>	<p><u>Fase di cantiere</u> - Emissioni sonore dalle lavorazioni di cantiere</p> <p><u>Fase di esercizio</u> - Emissioni sonore legate all'esercizio dell'impianto</p>	<p><u>Fase di cantiere</u></p> <p>Gli accorgimenti in fase di cantiere saranno finalizzati a ridurre il carico emissivo e consisteranno nell'applicazione di buone pratiche per la gestione del cantiere e nell'adozione di misure di mitigazione tra cui:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Preferenza per le lavorazioni nel periodo diurno;</li> <li>- Rispetto della manutenzione e del corretto funzionamento di ogni attrezzatura;</li> <li>- Eventuale utilizzo di barriere acustiche mobili;</li> <li>- Ottimizzazione movimentazione di cantiere di materiali in entrata e uscita, per minimizzare l'impiego di viabilità pubblica;</li> <li>- Privilegiare l'utilizzo di macchine movimento terra ed operatrici gommate, piuttosto che cingolate, con potenza minima appropriata al tipo di intervento;</li> <li>- Privilegiare l'utilizzo di impianti fissi, gruppi elettrogeni e compressori insonorizzati.</li> </ul> <p><u>Fase di esercizio</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- utilizzo di nuovi macchinari, di recente concezione, intrinsecamente meno rumorosi di quelli attuali e dall'imposizione di adeguati limiti alla rumorosità emessa dalle apparecchiature.</li> <li>- Predisposizione dei necessari dispositivi e interventi di contenimento del rumore (edifici con pannellature ad elevato potere fonoisolante, silenziatori, barriere, cappottature, ecc.).</li> </ul>
<p>Radiazioni ionizzanti e campi elettromagnetici</p>	<p><u>Fase di cantiere</u> Non sono prevedibili impatti.</p> <p><u>Fase di esercizio</u> - Emissioni di onde elettromagnetiche</p>	<p><u>Fase di cantiere</u> Non necessarie misure di mitigazione.</p> <p><u>Fase di esercizio</u> Non necessarie misure di mitigazione rispetto alla situazione attuale.</p>

Componente	Impatto	Mitigazione
Paesaggio	<p><u>Fase di cantiere</u> Non sono prevedibili impatti che alterino la struttura fisica del paesaggio o che inducano una significativa trasformazione fisica dei luoghi</p> <p><u>Fase di esercizio</u> Le nuove opere in progetto saranno inserite in contesto antropico e industriale, senza modificare i caratteri attuali del paesaggio percepito poiché saranno assorbiti e/o associati ad altri elementi già esistenti e assimilabili nel bagaglio culturale e percettivo del potenziale osservatore.</p>	<p><u>Fase di cantiere</u> Non sono necessarie misure di mitigazione.</p> <p><u>Fase di esercizio</u> Una ulteriore riduzione dell’impatto visivo dell’opera potrà essere ottenuta grazie ad un adeguato trattamento cromatico delle superfici.</p>
Salute pubblica	<p><u>Fase di cantiere</u> - Emissioni gassose e sonore legate a mezzi e macchinari.</p> <p><u>Fase di esercizio</u> - Emissioni gassose e sonore legate a mezzi e macchinari.</p>	<p><u>Fase di cantiere</u> Le misure di mitigazione sulla componente coincidono con quelle adottate per la qualità dell’aria e per il clima acustico.</p> <p><u>Fase di esercizio</u> Le misure di mitigazione sulla componente coincidono con quelle adottate per la qualità dell’aria e per il clima acustico.</p>

## 7.2 Monitoraggi

Il progetto relativo alla sostituzione dell’unità esistente alimentata a carbone della Centrale “Federico II” di Brindisi con un nuovo ciclo combinato prevede un’attività di monitoraggio delle seguenti matrici ambientali: qualità dell’aria, ambiente idrico, clima acustico e salute pubblica come prescritto dal Piano di Monitoraggio e Controllo in ambito di Autorizzazione Integrata Ambientale.

Si prevede, quindi, un aggiornamento del Piano di Monitoraggio di cui la Centrale è già dotata<sup>6</sup>, in particolare per quanto riguarda le emissioni gassose: cesseranno, infatti, le attività di monitoraggio riguardanti i camini delle unità esistenti e saranno invece avviate nuove attività di monitoraggio per i camini BS4G, BSGH e di by-pass asserviti al nuovo ciclo combinato.

<sup>6</sup> Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC), allegato al Decreto A.I.A. vigente (D.M.-0000174 del 03/07/2017). Tale Piano ha la finalità di verificare la conformità dell’esercizio della Centrale alle condizioni prescritte nella stessa A.I.A., di cui costituisce parte integrante.

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 O<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, NH<sub>3</sub> e CO e i parametri temperatura, pressione, umidità, portata fumi e permetterà di calcolare le concentrazioni medie, ai fini del rispetto dei limiti autorizzati.

I dettagli delle attività di Monitoraggio ambientale sono riportati in un apposito documento allegato allo Studio di Impatto Ambientale (*Allegato D – Progetto di Monitoraggio Ambientale*).

## 8 CONCLUSIONI

Il progetto analizzato prevede, nell'area di impianto, la sostituzione delle 4 unità a carbone esistenti (BS1, BS2, BS3, BS4) con un impianto a ciclo combinato composto da due nuove unità alimentate a gas (BS1A e BS1B) aventi complessiva potenza elettrica di 1.680 MW<sub>e</sub> e potenza termica di circa 2700 MW<sub>t</sub>.

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 con la messa fuori servizio di tutte le unità a carbone esistenti. La seconda fase prevede l'aggiunta di un'altra unità turbogas (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.

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. Il nuovo ciclo combinato avrà un rendimento elettrico netto superiore al 60% e consentirà di:

- ridurre la potenza termica autorizzata da 6.560 MW<sub>t</sub> (2.640 MW<sub>e</sub> per ciascun gruppo da 660 MW<sub>e</sub>) a circa 2.700 MW<sub>t</sub> (circa 1.680 MW<sub>e</sub> in ciclo chiuso<sup>7</sup>);
- realizzare potenza elettrica di produzione con unità che hanno rendimento elettrico netto superiore al 60%, rispetto all'attuale 40%, riducendo contestualmente le emissioni di CO<sub>2</sub> di oltre il 60%;
- ottenere una concentrazione di emissioni in atmosfera di NO<sub>x</sub> e CO inferiori ai valori attuali (NO<sub>x</sub> ridotti da 130 a 10 mg/Nm<sup>3</sup> e CO che passano da 100 a 30 mg/Nm<sup>3</sup>);
- azzerare le emissioni di SO<sub>2</sub> 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.

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.

<sup>7</sup>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.

Le valutazioni relative agli impatti potenziali in fase di esercizio hanno confermato la compatibilità del progetto con le diverse componenti ambientali, con 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 e di SO<sub>2</sub> nonché la riduzione del contributo di NOx alle immissioni al suolo, si può osservare che l'esercizio della centrale nel nuovo assetto non determini alterazioni negative 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 mantenere un impatto positivo sul livello di occupazione locale e benefici economici diretti ed indiretti sul territorio.

Il progetto, una volta realizzato, permetterà di mantenere la funzione strategica che la Centrale riveste in termini di sicurezza e stabilità nella produzione di energia elettrica da immettere nella rete elettrica nazionale e permetterà, inoltre, di configurare un impianto allineato alle Conclusioni sulle BAT per i Grandi Impianti di Combustione.

## DIZIONARIO DEI TERMINI TECNICI ED ELENCO ACRONIMI

Termine	Descrizione	Acronimo
Ammoniaca	Sostanza gassosa emessa da un impianto termoelettrico.	NH <sub>3</sub>
Anidride carbonica	Sostanza gassosa emessa da un impianto termoelettrico.	CO <sub>2</sub>
Autorizzazione Ambientale Integrata	L'Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) é il provvedimento che autorizza l'esercizio di una installazione a determinate condizioni che garantiscono la conformità ai requisiti IPPC (prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento) di cui al Titolo III-bis alla Parte seconda del D.Lgs.152/06 e ss.mm.ii., relativa alle emissioni industriali, e alle prestazioni ambientali associate alle Migliori Tecniche Disponibili (BAT).	AIA
Best Available Techniques	Le <i>Best Available Techniques</i> (BAT) o Migliori Tecniche Disponibili (MTD), in riferimento a quanto disposto dall'art. 29-bis del D.Lgs 152/06 e ss.mm.ii., possono essere considerate soluzioni tecniche impiantistiche, gestionali e di controllo, che interessano le fasi di progetto, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura di un impianto/installazione, finalizzate a evitare, o, qualora non sia possibile, ridurre, le emissioni nell'aria, nell'acqua, nel suolo, oltre alla produzione di rifiuti.	BAT
Best Available Techniques Reference Document (BREF)	Il documento di riferimento sulle migliori tecniche disponibili (BREF) si riferisce a una serie di lavori di riferimento dell'Unione europea sviluppati per lo scambio di informazioni tra i settori industriali e le organizzazioni non governative (ONG) in diversi Stati membri, e l'Ufficio europeo per la prevenzione e il controllo integrati dell'inquinamento (IPCC/EIPPCB). L'EIPPCB è stata istituita nel 1997 per promuovere la migliore tecnologia disponibile (BAT) per ridurre l'inquinamento atmosferico e promuovere un monitoraggio efficace della qualità dell'aria.	BREF
Close Cycle Gas Turbine	Turbina a gas funzionante in ciclo chiuso.	CCGT

Termine	Descrizione	Acronimo
Elenco Ufficiale delle Aree Naturali Protette	È un elenco stilato, e periodicamente aggiornato, dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare - Direzione per la protezione della natura, che raccoglie tutte le aree naturali protette, marine e terrestri, ufficialmente riconosciute.	EUAP
Fonti di Energia Rinnovabile	Fonti di Energia Rinnovabile	FER
MegaWatt	Il Watt (W) è l'unità di misura della potenza del Sistema Internazionale. Per una centrale termoelettrica si distingue il Megawatt elettrico (MW <sub>e</sub> ) e il Megawatt termico (MW <sub>t</sub> ): sono entrambe unità di misura di potenza (in Watt), tra loro sommabili, ma differiscono notevolmente in valore sulla base del rendimento medio della singola centrale.	MW
Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare	Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare è dicastero del Governo della Repubblica Italiana preposto all'attuazione della politica ambientale.	MATTM
Ministero per i Beni e delle Attività Culturali	Il Ministero per i Beni e delle Attività Culturali è il dicastero del Governo della Repubblica Italiana preposto alla tutela della cultura, dello spettacolo, e alla conservazione del patrimonio artistico e culturale e del paesaggio. Si esprime di concerto al MATTM nel rilascio del parere relativo alla realizzazione delle tipologie di intervento quale quella in esame.	MIBAC
Ministero per l'Industria, il Commercio e l'Artigianato	Ora detto Ministero per lo Sviluppo Economico, dicastero del governo italiano che comprende politica industriale, commercio internazionale, comunicazioni ed energia.	M.I.C.A.
Monossido di Carbonio	Sostanza gassosa emessa da un impianto termoelettrico.	CO
Open Cycle Gas Turbine	Turbina a gas funzionante in ciclo aperto.	OCGT
Ossidi di azoto	Sostanza gassosa emessa da un impianto termoelettrico.	NOx
Rete di Trasmissione Nazionale	È il sistema di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica ad alta e altissima tensione verso le aree di consumo dove sarà utilizzata dopo la trasformazione a tensione più bassa.	RTN
Singola Terna/Doppia Terna	L'energia elettrica ad alta tensione viene trasportata da una o più terne di conduttori (terna singola, doppia terna, doppia terna ottimizzata) fino alle cabine primarie di trasformazione, poste in prossimità dei centri urbani, nei quali il livello della tensione viene abbassato tra i 5 e i 20 kV (media tensione).	ST/DT
Sito di Importanza Comunitaria	È un'area naturale, protetta dalle leggi dell'Unione Europea che tutelano la biodiversità (flora, fauna, ecosistemi) che tutti i Paesi europei sono tenuti a	SIC

Termine	Descrizione	Acronimo
	rispettare. Possono coincidere o meno con le aree naturali protette (parchi, riserve, oasi, ecc.) istituite a livello statale o regionale.	
Studio di Impatto Ambientale	Lo Studio d'Impatto Ambientale (SIA) è il documento tecnico redatto dal proponente il progetto, in cui è presentata una descrizione approfondita e completa delle caratteristiche del progetto e delle principali interazioni dell'opera con l'ambiente circostante. Lo Studio viene presentato all'interno della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale.	SIA
Successive modifiche e integrazioni	L'acronimo indica che una norma, legge, decreto, regolamento o circolare è stato modificato e integrato successivamente alla sua data di emissione.	ss.mm.ii
Turbina a gas	Turbina alimentata a gas	TG
Turbina a Vapore	Turbina alimentata a vapore, posta a valle della TG	TV
Valutazione di Impatto Ambientale	La Valutazione di Impatto Ambientale è una procedura normata dal Decreto Legislativo n.152 del 2006. Si tratta di uno strumento di supporto decisionale tecnico-amministrativo. Nella procedura di VIA la valutazione sulla compatibilità ambientale di un determinato progetto è svolta dalla pubblica amministrazione, che si basa sia sulle informazioni fornite dal proponente del progetto, sia sulla consulenza data da altre strutture della pubblica amministrazione, sia sulla partecipazione della cittadinanza e dei gruppi della società civile.	VIA
Zona di Protezione Speciale	È un'area naturale, protetta dalle leggi dell'Unione Europea che tutelano l'avifauna (uccelli) che tutti i Paesi europei sono tenuti a rispettare. Possono coincidere o meno con le aree naturali protette (parchi, riserve, oasi, ecc.) istituite a livello statale o regionale.	ZPS

## 9 ALLEGATI ALLO STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

Lo Studio di Impatto Ambientale è corredato da elaborati cartografici e dai seguenti studi specialistici di dettaglio:

- 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