

INDICE

	<u>Pagina</u>
ELENCO DELLE TABELLE	V
ELENCO DELLE FIGURE	VI
1 INTRODUZIONE	1
2 CARATTERISTICHE GENERALI DELL'OPERA A PROGETTO	4
2.1 MOTIVAZIONI	4
2.2 NATURA DEI SERVIZI OFFERTI	6
2.3 CARATTERISTICHE GENERALI DELLE NUOVE OPERE	6
2.3.1 Localizzazione dei Nuovi Impianti	6
2.3.2 Demolizioni e Modifiche ad Impianti Esistenti	8
2.4 ASPETTI AUTORIZZATIVI	9
2.4.1 Aspetti Autorizzativi Remoti	9
2.4.2 Aspetti Autorizzativi Recenti	13
3 QUADRO DEL SETTORE ENERGETICO	17
3.1 CONSUMI DI ENERGIA PRIMARIA IN ITALIA	17
3.2 BILANCIO ENERGETICO NAZIONALE (DATI GRN)	18
3.3 PREVISIONI NELL'ANDAMENTO DEI CONSUMI NAZIONALI DI ENERGIA	22
3.4 RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE NAZIONALE	22
3.5 DOMANDA E OFFERTA DI GAS IN ITALIA	22
3.6 RETE DI DISTRIBUZIONE DEL GAS	23
4 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO ESISTENTE	25
4.1 DESCRIZIONE GENERALE DEL PORTO DI BRINDISI E DELLO STABILIMENTO PETROLCHIMICO	25
4.1.1 Area Portuale	25
4.1.2 Petrolchimico	30
4.2 DESCRIZIONE GENERALE DELLA CENTRALE EDIPOWER DI BRINDISI	34
4.3 DESCRIZIONE DI DETTAGLIO DELLA CENTRALE EDIPOWER DI BRINDISI	36
4.3.1 Aspetti Tecnici	36
4.3.2 Combustibili	39
4.3.3 Stoccaggio e Movimentazione delle Ceneri	41
4.3.4 Sistemi Ausiliari Meccanici	44
4.4 ASPETTI AMBIENTALI RELATIVI ALLA CENTRALE EDIPOWER DI BRINDISI	46
4.4.1 Emissioni in Atmosfera	46
4.4.2 Uso e Smaltimento delle Acque	52
4.4.3 Produzione di Rifiuti Solidi	56
4.4.4 Problematiche relative all'inquinamento di Terreni ed Acque di Falda (DM 471/99)	59
4.5 DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI DI TRASPORTO CARBONE DI ENEL PRODUZIONE PER L'APPROVVIGIONAMENTO DELLA CENTRALE DI CERANO	61

**INDICE
(Continuazione)**

	<u>Pagina</u>
4.5.1 Banchina di Costa Morena	61
4.5.2 Impianto di Trasporto del Carbone	63
4.5.3 Parco Carbone	66
4.5.4 Asse Attrezzato	67
5 CONFIGURAZIONE AUTORIZZATA DI IMPIANTO (AMBIENTALIZZAZIONE DEI GRUPPI 3 E 4)	69
5.1 INTERVENTI DI ADEGUAMENTO TECNOLOGICO	69
5.1.1 Caratteristiche dell'Impianto di Denitrificazione (DeNOx)	69
5.1.2 Funzionamento	70
5.2 ASPETTI AMBIENTALI	71
5.2.1 Esercizio Transitorio della Centrale (Autorizzato)	71
5.2.2 Esercizio Ambientalizzato della Centrale (Autorizzato)	73
6 DESCRIZIONE DEL PROGETTO DI RIPOTENZIAMENTO	76
6.1 INTERVENTI SUI GRUPPI A CARBONE	77
6.1.1 Riavviamento del Gruppo No. 1 a Carbone	77
6.1.2 Il Denitrificatore	78
6.1.3 L'Apparato Desolfatore	78
6.1.4 Il Carbonile Coperto e la Nuova Logistica del Carbone	81
6.2 I DUE GRUPPI A CICLO COMBINATO	84
6.2.1 Bilanci Energetici	85
6.2.2 Principali Componenti del Ciclo Termico	85
6.2.3 Sistemi Ausiliari	88
6.2.4 Impianto Elettrico	91
6.2.5 Sistema di Regolazione e di Controllo	94
6.3 MODIFICHE A IMPIANTI ESISTENTI	95
6.3.1 Sottostazione Elettrica	95
6.3.2 Modifiche all'Opera di Presa a Mare	96
6.4 CARATTERISTICHE DELLE OPERE CONNESSE	98
6.4.1 Metanodotto	98
6.4.2 Elettrodotta	101
6.5 EDIFICI E PRINCIPALI OPERE FUORI TERRA	101
6.6 STIMA DEI COSTI DI INVESTIMENTO	102
7 MOTIVAZIONI TECNICHE DELLE SCELTE PROGETTUALI E ANALISI DELLE ALTERNATIVE	103
7.1 IL DESOLFATORE	103
7.2 IL PARCO CARBONE	103
7.3 MODIFICHE ALL'OPERA DI PRESA DELL'ACQUA DI MARE	104
7.3.1 Motivazioni Tecniche	104
7.3.2 Alternative Considerate	105
7.4 TRACCIATO DEL METANODOTTO	106

INDICE
(Continuazione)

	<u>Pagina</u>
7.5 TRACCIATO DELL'ELETTRODOTTO	107
8 VINCOLI E CONDIZIONAMENTI	108
8.1 NORME E PRESCRIZIONI DI STRUMENTI URBANISTICI, PIANI PAESISTICI E TERRITORIALI E PIANI DI SETTORE	108
8.2 VINCOLI ARCHEOLOGICI, PAESISTICI E AMBIENTALI	108
8.3 NORMATIVA AMBIENTALE DI RIFERIMENTO	109
9 TEMPI E FASI DEL PROGETTO	110
9.1 ARTICOLAZIONE DELLE ATTIVITÀ DI REALIZZAZIONE ED ESERCIZIO DEI NUOVI IMPIANTI DELLA CENTRALE	110
9.1.1 Progettazione di Base ed Esecutiva	111
9.1.2 Attività di Costruzione dei Nuovi Impianti	112
9.1.3 Pre-Avviamiento ed Avviamento dei Nuovi Impianti	113
9.2 ARTICOLAZIONE DELLE ATTIVITA' DI REALIZZAZIONE ED ESERCIZIO DELLE OPERE CONNESSE	115
9.2.1 Nuovo Metanodotto	115
9.2.2 Adeguamento dell'Elettrodotto Esistente	118
10 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE	119
10.1 EMISSIONI IN ATMOSFERA	120
10.1.1 Fase di Realizzazione	120
10.1.2 Assetto Ripotenziato e Confronto con l'Assetto Ambientalizzato (Autorizzato)	120
10.2 EMISSIONI SONORE	123
10.2.1 Fase di Realizzazione	123
10.2.2 Assetto Ripotenziato e Confronto con l'Assetto Ambientalizzato (Autorizzato)	124
10.3 PRELIEVI E SCARICHI IDRICI	126
10.3.1 Fase di Realizzazione	126
10.3.2 Assetto Ripotenziato e Confronto con l'Assetto Ambientalizzato (Autorizzato)	126
10.4 UTILIZZO DI MATERIE PRIME E RISORSE NATURALI	128
10.4.1 Fase di Realizzazione	128
10.4.2 Assetto Ripotenziato e Confronto con l'Assetto Ambientalizzato (Autorizzato)	129
10.5 PRODUZIONE DI RIFIUTI, GESSO E CENERI	131
10.5.1 Fase di Realizzazione	131
10.5.2 Assetto Ripotenziato e Confronto con l'Assetto Ambientalizzato (Autorizzato)	131
10.6 TRAFFICO DI MEZZI	133
10.6.1 Fase di Realizzazione	133
10.6.2 Assetto Ripotenziato e Confronto con l'Assetto Ambientalizzato (Autorizzato)	134
11 PROVVEDIMENTI PROGETTUALI PER LA MITIGAZIONE DELL'IMPATTO DELL'INTERVENTO E RISCHI SPECIFICI DI IMPIANTO	137
11.1 MISURE DI OTTIMIZZAZIONE	137

**INDICE
(Continuazione)**

	<u>Pagina</u>
11.2 MISURE DI COMPENSAZIONE DEGLI IMPATTI	137
11.3 BONIFICA E RIPRISTINO AMBIENTALE A FINE ESERCIZIO	138
11.3.1 Dismissione della Centrale	138
11.3.2 Dismissione del Metanodotto	139
11.3.3 Dismissione dell'Elettrodotta	140
11.4 RISCHI SPECIFICI DI IMPIANTO	140

TABELLE

FIGURE

**APPENDICE A: ALLACCIAMENTO ALLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE, PROGETTO DI
ADEGUAMENTO DELLE LINEE ESISTENTI (STUDIO TERNA)**

ELENCO DELLE TABELLE

<u>Tabella No.</u>	<u>Titolo</u>
2.1	Nuove Volumetrie di Impianto
2.2	Volumetrie e Superfici Liberate a Seguito delle Demolizioni
4.1	Condizioni di Scarico ed Aspirazione della Centrale di Brindisi, Situazione Attuale
8.1	Normativa Nazionale di Riferimento in Materia Ambientale
8.2	Normativa Regionale (Puglia) di Riferimento in Materia Ambientale

ELENCO DELLE FIGURE

<u>Figura No.</u>	<u>Titolo</u>
1.1	Inquadramento Territoriale
1.2	Localizzazione della Centrale
2.1	Planimetria di Progetto
2.2	Demolizioni e Modifiche
3.1	Rete Elettrica Italiana al 31 Dicembre 2001
3.2	Rete di Trasmissione a 380 kV e 220 kV, Italia Meridionale
3.3	Rete Nazionale dei Metanodotti di Trasporto al 30 Giugno 2002
3.4	Dettaglio della Rete Nazionale dei Metanodotti di Trasporto al 30 Giugno 2002
4.1	Corografia del Porto di Brindisi
4.2	Stato di Attuazione del Piano Regolatore Portuale e Opere in Variante
4.3	Planimetria Generale della Centrale
4.4	Riprese Fotografiche, Camini, Parco Serbatoi e Nastro Trasporto Carbone
4.5	Riprese Fotografiche, Sala Macchine
4.6	Bilancio Idrico della Centrale, Anno 2002
4.7	Logistica del Carbone di Enel Produzione, Riprese Fotografiche, Banchina di Costa Morena e Carbonile
4.8	Logistica del Carbone di Enel Produzione, Asse Attrezzato
5.1	Impianto di Denitrificazione Catalitica, Schema a Blocchi
5.2	Configurazione Ambientalizzata (Autorizzata), Bilancio Idrico della Centrale
6.1	Nuovo Carbonile Coperto, Riprese Fotografiche
6.2	Assetto Ripotenziato, Bilancio Idrico della Centrale

ELENCO DELLE FIGURE

<u>Figura No.</u>	<u>Titolo</u>
6.3	Modifiche all'Opera di Presa dell'Acqua di Raffreddamento
6.4	Tracciato del Nuovo Metanodotto
6.5	Modello Planovolumetrico della Centrale, Demolizioni e Nuove Strutture, Vista da Sud-Est
6.6	Modello Planovolumetrico della Centrale, Demolizioni e Nuove Strutture, Vista da Ovest
9.1	Cronoprogramma dell'Intervento
10.1	Ubicazione delle Sorgenti e delle Barriere Acustiche

**RAPPORTO
RIPOTENZIAMENTO CENTRALE EDIPOWER DI BRINDISI
STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE**

1 INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce il Quadro di Riferimento Progettuale, sviluppato secondo quanto prescritto dall'Articolo 4 del DPCM 27 Dicembre 1988 per il progetto di ripotenziamento della Centrale Termoelettrica Edipower di Brindisi (nel seguito Centrale), ubicata nell'area portuale di Brindisi (si vedano le Figure 1.1 e 1.2).

La Centrale è stata recentemente autorizzata, con Decreto del Ministero delle Attività Produttive No. 011/2003 del 22 Settembre 2003, all'esercizio delle sezioni convenzionali 3 e 4 previo adeguamento tecnologico (installazione di un sistema di denitrificazione dei fumi) e con limiti massici (settimanali e annuali) sulle emissioni di inquinanti. Veniva inoltre prescritto ad Edipower, attraverso i collegati al citato decreto, la presentazione della richiesta di VIA per il progetto complessivo di ripotenziamento della Centrale (realizzazione di due nuovi gruppi a ciclo combinato e funzionamento dei gruppi a carbone a pieno carico).

Gli interventi previsti nell'ambito del progetto di ripotenziamento sono di seguito elencati:

- riavviamento del gruppo 1 a carbone mediante la rimessa a nuovo di caldaia e turbina a vapore e installazione di un Denitrificatore Catalitico e di un Desolfatore. Il gruppo 1 "ambientalizzato" verrà usato esclusivamente in sostituzione del gruppo 3 o del gruppo 4, quando uno di questi gruppi è fermo per manutenzione programmata o per fermata accidentale;
- costruzione di un ciclo combinato formato da:
 - due turbine a gas di taglia 270 MWe,
 - i rispettivi generatori di vapore a recupero,
 - l'esistente una turbina a vapore del gruppo 2 che sarà oggetto di manutenzione straordinaria e modifiche per renderla idonea al funzionamento nel nuovo ciclo combinato (tale turbina avrà una potenza di circa 265 MWe). Il resto del gruppo 2 a carbone verrà smantellato,
 - costruzione di un nuovo parco carbone coperto, all'interno dell'area di Centrale, che razionalizzi la gestione del combustibile;
- dislocazione della sottostazione di alta tensione che verrà sostituita con una di tipo blindato;

- modifica all'opera di presa dell'acqua mare che consenta una riduzione del pennacchio termico nelle acque del Porto di Brindisi e dei fenomeni di ricircolo dell'acqua calda.

Il progetto di ripotenziamento della Centrale comporta inoltre la realizzazione delle seguenti opere funzionali al collegamento con le reti nazionali elettrica e del gas (si veda la Figura 1.2):

- adeguamento del tratto di elettrodotto aereo di collegamento tra la Centrale e la stazione elettrica TERNA di Pignicelle, di circa 10 km di lunghezza, ubicato integralmente all'interno del territorio comunale di Brindisi;
- realizzazione del tratto di metanodotto di collegamento alla rete nazionale, di lunghezza pari a 3.1 km, ubicato integralmente all'interno dell'area industriale SISRI di Brindisi.

Il presente rapporto fornisce, secondo quanto richiesto dalla normativa in materia di VIA:

- una descrizione del progetto e delle soluzioni adottate sulla base degli studi preliminari effettuati;
- l'inquadramento dell'opera nel territorio a livello locale ed a livello di area vasta interessata;
- le ragioni che hanno guidato la definizione del progetto le motivazioni tecniche delle scelte progettuali ed i provvedimenti adottati per migliorare il suo inserimento nell'ambiente.

In particolare il Quadro di Riferimento Progettuale si articola come segue:

- il Capitolo 2 presenta le caratteristiche generali dell'intervento in studio, la natura dei servizi offerti e specifica la localizzazione delle nuove opere all'interno dell'impianto esistente. Sono inoltre riportati informazioni di dettaglio in merito agli aspetti autorizzativi;
- il Capitolo 3 descrive il quadro di riferimento del settore energetico, a livello nazionale e regionale;
- il Capitolo 4 descrive le caratteristiche dell'impianto esistente, con particolare riferimento agli aspetti autorizzativi e impiantistici. Sono inoltre brevemente descritti il Porto di Brindisi, lo Stabilimento Petrolchimico e gli impianti di trasporto carbone di Enel Produzione necessari per l'approvvigionamento della Centrale di Cerano;

- il Capitolo 5 descrive la configurazione autorizzata dell'impianto e le attività necessarie all'adeguamento ambientale dei gruppi autorizzati al funzionamento;
- il Capitolo 6 descrive il progetto di ripotenziamento della Centrale;
- il Capitolo 7 esplica le motivazioni tecniche delle scelte progettuali compiute e analizza le alternative considerate;
- il Capitolo 8 riporta le indicazioni sui vincoli di natura programmatica e normativa;
- nel Capitolo 9 vengono descritte le attività di cantiere con riferimento ai tempi ed alle fasi del progetto;
- nel Capitolo 10 vengono descritte le interazioni con l'ambiente;
- il Capitolo 11, infine, descrive i provvedimenti progettuali per la mitigazione dell'impatto dell'intervento e riporta l'identificazione dei rischi specifici di impianto.

Le informazioni e i dati di progetto riportati nel presente rapporto fanno esplicito riferimento al Progetto di potenziamento e relativi allegati elaborati da Edipower.

2 CARATTERISTICHE GENERALI DELL'OPERA A PROGETTO

2.1 MOTIVAZIONI

I recenti sviluppi sul mercato dell'energia, in termini di tariffe e liberalizzazione, hanno portato Edipower S.p.A. ad accelerare i programmi di ammodernamento del parco termoelettrico al fine di:

- diminuire l'incidenza ambientale;
- aumentare l'efficienza energetica.

È possibile ridurre l'incidenza ambientale degli impianti tradizionali esistenti, per quanto riguarda le emissioni in atmosfera, attraverso l'installazione di opportuni sistemi di abbattimento di inquinanti (ad esempio impianti di denitrificazione catalitica o di desolfurazione) e/o l'utilizzo di combustibili a basso impatto ambientale (ad esempio carbone STZ, Senza Tenore di Zolfo). In linea più generale riveste una notevole importanza l'ottimizzazione della gestione delle risorse (acque, rifiuti, ecc...).

Per quanto riguarda l'efficienza energetica, allo stato attuale della tecnologia gli impianti più competitivi sono quelli a ciclo combinato i quali sono caratterizzati da rendimenti molto elevati (con turbogas d'ultima generazione si supera il 55%), in quanto consentono un migliore sfruttamento della risorsa gas naturale utilizzata. Infatti il calore latente contenuto nei gas di combustione uscenti dalla turbina a gas viene utilizzato per produrre vapore e quindi energia elettrica nella turbina a vapore, consentendo il recupero di una notevole quantità di energia altrimenti dispersa in atmosfera. Dal punto di vista economico i maggiori rendimenti energetici dei cicli combinati sono penalizzati dai maggiori costi di gestione per il costo del combustibile e per l'elevata incidenza della manutenzione degli impianti, in particolare delle turbine a gas.

Per quanto riguarda la Centrale di Brindisi, di cui dall'Ottobre 2000 è in esercizio la sola sezione No.3, si evidenzia che negli ultimi anni utilizza esclusivamente combustibili a basso impatto ambientale (carbone con minimo tenore di zolfo). Inoltre è stato recentemente autorizzato (Decreto del Ministero delle Attività Produttive No. 011/2003 del 22 Settembre 2003) l'esercizio delle sezioni convenzionali 3 e 4 previo adeguamento tecnologico degli impianti. Il progetto di adeguamento, in corso di avanzata progettazione, prevede l'installazione di un sistema di denitrificazione dei fumi che sarà in grado di ridurre le emissioni specifiche, a parità di energia prodotta, rispetto alla situazione attuale. Edipower prevede che il sistema di denitrificazione dei fumi sulle due sezioni sia operativo per Ottobre/Novembre 2004.

Nel periodo transitorio, che, indipendentemente dai tempi di realizzazione dell'intervento, si esaurisce il 31 Dicembre 2004, è consentito l'esercizio delle sezioni 3 e 4, una di riserva all'altra, con i seguenti limiti di producibilità elettrica annua: 1300 GWh per il 2003 e 2400 GWh per il 2004. Maggiori dettagli sugli aspetti autorizzati sono riportati al Paragrafo 2.4.2.

L'esercizio dell'impianto nella configurazione adeguata tecnologicamente (già autorizzata) è comunque vincolato al rispetto di alcune prescrizioni ed è, di fatto, limitato in termini di:

- **flessibilità**, in quanto la mancanza di un sistema di desolforazione dei fumi rende necessario il ricorso all'utilizzo di carbone con minimo tenore di zolfo, la cui provenienza è ristretta a pochissime aree geografiche. Nel caso di problemi di fornitura di carbone da tali aree, l'impianto sarebbe costretto a sospendere la produzione;
- **produzione**, in quanto il rispetto di limiti massici (settimanali e annuali) sulle emissioni di inquinanti in atmosfera non consente il funzionamento a pieno carico di entrambe le sezioni, se non per brevi periodi.

Premesso quanto sopra l'assetto proposto nel progetto di ripotenziamento, di seguito richiamato:

- funzionamento di due gruppi tradizionali a carbone più uno di riserva, costituiti dagli attuali gruppi 1, 3 e 4, provvisti di denitrificatori (già autorizzati per i gruppi 3 e 4) e di un desolforatore che lavora sui gruppi 1 e 3;
- realizzazione di due gruppi a ciclo combinato, con turbine a gas da 270 MW_e e una turbina a vapore (esistente) da 265 MW_e,

da un lato tiene conto del mutato quadro produttivo nazionale e della necessità strategica ed economica di diversificazione delle fonti energetiche, dall'altro diminuisce l'incidenza ambientale specifica (ossia a parità di energia prodotta) dell'impianto. Infatti:

- l'adozione delle turbine a gas dotate delle più avanzate tecnologie di controllo della combustione (combustori "dry-low NOx") per i gruppi a ciclo combinato, l'installazione di impianti di denitrificazione catalitica (DeNOx) e di un desolforatore a servizio dei gruppi a carbone sono in linea con le migliori tecnologie attualmente disponibili per la produzione di energia a ridotta incidenza ambientale;
- la realizzazione del carbonile coperto consentirà un abbattimento significativo della dispersione delle polveri derivante dalle attività di stoccaggio del carbone;

- la modifica dell'opera di presa dell'acqua di mare ridurrà i fenomeni di ricircolo dell'acqua calda nel Porto di Brindisi.

Occorre infine evidenziare che il ripotenziamento della Centrale di Brindisi consentirà di incrementare la produzione energetica attraverso l'utilizzo di un sito esistente ed idoneo dal punto di vista delle caratteristiche territoriali, senza ricorrere alla realizzazione di nuove aree industriali, in quanto:

- è possibile il riutilizzo di gran parte delle strutture e apparecchiature esistenti senza occupazione di nuovi terreni;
- non è necessaria l'occupazione di nuove aree;
- il tessuto sociale è già integrato con le attività della Centrale e quindi in grado di cogliere al meglio le sinergie che essa offre all'economia della zona;
- la buona ventilazione dell'area favorisce la dispersione degli inquinanti in atmosfera; lo stato di qualità dell'aria rilevato nelle postazioni di rilevamento risulta infatti buono.

2.2 NATURA DEI SERVIZI OFFERTI

Il progetto in esame illustra le caratteristiche degli interventi sui quali è articolato il ripotenziamento che Edipower intende compiere sulla Centrale di Brindisi.

La Centrale ripotenziata avrà una potenza elettrica complessiva di circa 1,445 MW (di cui 78 MW saranno utilizzati in Centrale per il consumo degli ausiliari) e l'energia generata verrà immessa nella rete nazionale; il collegamento sarà effettuato mediante adeguamento degli elettrodotti esistenti (in aerea e di lunghezza circa 10 km) che collegano la Centrale alla sottostazione di Pignicelle.

2.3 CARATTERISTICHE GENERALI DELLE NUOVE OPERE

2.3.1 Localizzazione dei Nuovi Impianti

L'intervento oggetto di studio sarà realizzato all'interno di un sito esistente ed idoneo dal punto di vista delle caratteristiche territoriali; la realizzazione delle opere a progetto implicherà il riutilizzo di molte strutture già esistenti; in alcuni casi le strutture subiranno interventi di ammodernamento ed adeguamento, in altri potranno essere direttamente riutilizzate senza la necessità di alcun intervento.

In Figura 2.1 è riportata la planimetria di progetto: in tale Figura, inoltre, sono evidenziati i nuovi edifici/impianti, autorizzati, relativi all'adeguamento tecnologico dell'impianto (installazione di DeNOx nei gruppi 3 e 4) e attualmente in corso di realizzazione.

Come si può osservare dall'esame della Figura 2.1, il ripotenziamento della Centrale prevede:

- installazione di un apparato DeNOx sul gruppo 1, con utilizzo dell'impianto urea già autorizzato e in corso di realizzazione per i DeNOx dei gruppi 3 e 4;
- installazione di un apparato DeSOx in comune sui gruppi 1 e 3, con funzionamento alternativo;
- realizzazione degli impianti ausiliari relativi al desolforatore:
 - capannone gesso,
 - silos calcare,
 - serbatoio acqua di reintegro;
- realizzazione di un carbonile coperto della capacità di circa 185,000 t, con i relativi sistemi di movimentazione e trasporto.
- messa in funzione di un carbonile scoperto con superficie di circa 20,000 m² (capacità di circa 75,000 t), con i relativi sistemi di movimentazione e trasporto;
- installazione di due cicli combinati, composti ciascuno da:
 - turbina a gas,
 - caldaia a recupero del calore dei gas scaricati dalla turbina,
 - parti comuni (turbina a vapore, sistema di condensazione, impianto di demineralizzazione, sistema elettrico ecc.);
- realizzazione di un impianto ad osmosi per la produzione di acqua industriale;
- costruzione di una stazione elettrica blindata da 380 kV ;
- costruzione di una stazione elettrica blindata da 220 kV;
- realizzazione di una stazione riduzione metano.

In Tabella 2.1 sono riportati i dati relativi alle nuove volumetrie di impianto.

2.3.2 Demolizioni e Modifiche ad Impianti Esistenti

In Figura 2.2 sono evidenziati i principali impianti che verranno modificati e le opere che saranno demolite per realizzare il nuovo assetto della Centrale; le demolizioni riguarderanno principalmente (si vedano la Tabella 2.2 e la Figura 2.2):

- il precipitatore elettrostatico del gruppo 2, con i relativi condotti alla ciminiera e la ciminiera stessa;
- il fabbricato compressori dei gruppi 1 e 2;
- la baracca ex DCO;
- l'officina STC;
- il fabbricato bombole CO₂;
- la fossa bombole H₂;
- l'edificio ricovero bulldozer;
- le baracche spogliatoi ditte (attualmente inutilizzabili);
- le tettoie del parcheggio automezzi (solamente quelle che risultano inutilizzabili);
- il magazzino materiali pesanti;
- le stazioni elettriche all'aperto da 380 kV e da 220 kV;
- alcune strutture del sistema di trasporto del carbone (torri e nastri)
- il fabbricato ex aule didattiche (attualmente inutilizzabili).
- un traliccio della linea 220 kV e un traliccio della linea 380 kV.

Subirà inoltre modifiche l'opera di presa dell'acqua di mare.

Per quanto riguarda l'attuale impianto di disoleazione, localizzato tra i precipitatori elettrostatici del gruppo 2 e del gruppo 3, allo stato attuale della progettazione si prevede una sua ricollocazione in area da definire, presumibilmente a Nord (quindi lato mare) del precipitatore elettrostatico del gruppo 1. Tuttavia non si esclude che in fase di progettazione definitiva venga ottimizzata la localizzazione di strutture e impianti del sistema di desolforazione, in modo da lasciare inalterata l'attuale posizione dell'impianto.

In Figura 2.2 è stata anche evidenziata l'area del carbonile scoperto che Edipower intende acquisire per la realizzazione dello stoccaggio di emergenza.

Dall'analisi dei dati riguardanti la volumetria dell'impianto (si vedano la Tabella 2.1, in cui sono riportati i dati alle nuove volumetrie e alle nuove superfici di impianto, e la Tabella 2.2, relativa ai dati sulle demolizioni di edifici esistenti) si rileva che la realizzazione delle nuove opere implicherà:

- un incremento complessivo di superficie pari a 8,215 m²;
- un incremento complessivo di volumetria pari a 490,929 m³.

Infatti, a fronte di un incremento della superficie coperta e del volume costruito rispettivamente pari a 29,635 m² e 598,033 m³, si avranno una diminuzione della superficie coperta pari a 21,420 m² e un decremento del volume costruito pari a 107,104 m³. L'aumento sarà in larga parte dovuto alla realizzazione del carbonile coperto (area 11,304 m², volume 479,629 m³) e verrà bilanciato dalla demolizione di diversi edifici e opere, tra le quali la più consistente risulterà essere la demolizione delle stazioni elettriche che libererà circa 13,000 m² (volumetria stazioni da demolire pari a circa 52,000 m³).

2.4 ASPETTI AUTORIZZATIVI

Nel seguito si riporta una sintesi degli aspetti autorizzativi relativi alla Centrale di Brindisi e di interesse ai fini del presente SIA.

Nel paragrafo relativo all'esame degli aspetti autorizzativi remoti è sinteticamente riassunta la sequenza dei precedenti principali avvenimenti autorizzativi della Centrale: il paragrafo non contiene elementi o prescrizioni relativi all'assetto attuale o futuro, ma può fornire elementi utili per una completa valutazione del progetto di ripotenziamento.

Nel paragrafo relativo all'esame degli aspetti autorizzativi recenti è invece descritto lo stato autorizzativo attuale dell'impianto, in virtù del quale Edipower è stata recentemente autorizzata alla prosecuzione dell'esercizio, previo adeguamento tecnologico, delle sezioni No. 3 e No. 4 della Centrale Termoelettrica di Brindisi.

2.4.1 Aspetti Autorizzativi Remoti

Il DPR 24 Maggio 1988 No. 203 e successivamente il DM 12 Luglio 1990 hanno disposto che entro il 31 Dicembre 2002 tutti gli impianti dovessero essere adeguati a quanto imposto alle emissioni degli impianti industriali.

In ottemperanza al DPR 203/88, in data 16 Giugno 1989, l'Enel ha presentato istanza di continuazione alle emissioni e programma di adeguamento delle emissioni ai propri impianti.

Dopo l'adeguamento e per gli impianti con potenza termica nominale uguale o maggiore a 500 MW termici, i valori da rispettare sono (DM 12 Luglio 1990):

- SO₂: 400 mg/Nm³;
- NO_x: 200 mg/Nm³;
- polveri: 50 mg/Nm³.

Con il Decreto MICA 18 Maggio 1990 l'Enel fu autorizzata ad effettuare i lavori di ambientalizzazione sulle 4 unità della centrale Brindisi Nord, da completare in sequenza secondo un calendario prefissato.

Per necessità di produzione dell'energia elettrica i lavori non furono avviati nei tempi previsti e, in vista della scadenza dei termini di adeguamento delle sezioni 1 e 2, venne emesso il Decreto MICA del 17 Marzo 1993 che consentì la prosecuzione del funzionamento dei gruppi 1 e 2 sino al 30 Agosto 1995. In data 10 Agosto 1995 venne emesso un ulteriore Decreto MICA che ha consentito il funzionamento a carbone dei gruppi 1 e 2 (non ambientalizzati) sino al 31 Maggio 1997.

I lavori di ambientalizzazione dei gruppi 1 e 2 sono stati effettuati nel periodo Luglio-Agosto 1997. Su tali gruppi il rispetto dei limiti alle emissioni avviene mediante l'impiego di elettrofiltri, di olio combustibile denso STZ (tenore di zolfo non superiore a 0.25%) e combustione con tecnica BOOS.

Nel 1999, con la definizione del piano di cessione delle centrali dell'Enel (DPCM 4 Agosto 1999), fu pianificata anche la conversione in ciclo combinato della centrale Brindisi Nord (3 gruppi); pertanto non si è proceduto all'ambientalizzazione dei gruppi 3 e 4, in vista della possibile dismissione degli impianti.

Il 19 Aprile 2000 Eurogen, nuova proprietaria dell'impianto, ha presentato istanza al MICA per richiedere l'autorizzazione a modificare gli impianti e l'assetto di esercizio della Centrale Brindisi Nord, indipendentemente dal combustibile utilizzato, in modo da esercire almeno il gruppo 3. Il MICA ha autorizzato l'esercizio del gruppo 3, con prescrizioni, fino al 31 Dicembre 2004 (Decreto MICA 111/2000 del 20 Luglio 2000).

Tale Decreto ha stabilito che:

- l'esercizio, fino alla trasformazione dell'impianto, è consentito con una sola sezione in servizio: la Sezione No. 3 fino al 31 Dicembre 2002 (con la Sezione No. 4 in riserva) e una delle due sezioni ambientalizzate (No.1 o No.2) oltre il 31 Dicembre 2002;
- l'autorizzazione all'esercizio dell'impianto è consentito comunque non oltre il 31 Dicembre 2004;
- la sezione in esercizio deve rispettare i seguenti limiti alle emissioni, misurati in mg/Nm³ e tenore di ossigeno nei fumi pari al 6% per il carbone e 3% per i combustibili liquidi:

- fino al 31 Dicembre 2002	oltre il 31 Dicembre 2002
- SO ₂ : 700	SO ₂ : 400
- NO _x : 900	NO _x : 200
- polveri: 50	polveri: 50
- dovranno inoltre essere rispettati i seguenti flussi di massa su base annua, espressi in tonnellate:

- fino al 31 Dicembre 2002	dal 1 Gennaio al 31 Dicembre 2003
- SO ₂ : 2,400	SO ₂ : 1,600
- NO _x : 3,800	NO _x : 800
- polveri: 200	polveri: 200
- per il 2004 l'indicazione delle emissioni dovrà essere effettuata a seguito di una revisione dei limiti attinenti l'intero polo brindisino.

Il successivo decreto MAP 13/2001 del 19 Novembre 2001 ha invece parzialmente modificato il precedente decreto, disponendo:

- la cessazione definitiva dell'esercizio del ciclo ordinario al 31 Dicembre 2001, anziché alla data del 31 Dicembre 2004 prevista dal Decreto MICA 111/2000;
- l'eventuale esercizio straordinario di una sola unità dovrà essere programmato dalla società con il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) per non più di sei mesi di esercizio o per un numero di ore equivalenti nel corso del 2002;
- il gruppo in esercizio deve rispettare i limiti alle emissioni previsti nel decreto MICA 111/2000, tranne che per le polveri, per le quali è prevista una riduzione del 30% (limite di 35 mg/Nm³).

Si noti che la proposta di cessazione di attività di produzione risulta non in linea con i presupposti della Legge 9 Aprile 2002, No. 55, "Conversione in Legge, con Modificazioni, del Decreto-Legge 7 Febbraio 2002, No. 7, recante Misure Urgenti per Garantire la Sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale", la quale, ad evitare "il pericolo d'interruzione di fornitura di energia elettrica su tutto il territorio nazionale

e di garantire la necessaria copertura del fabbisogno nazionale [omissis] nell'attuale situazione di emergenza", ha dichiarato essere di pubblica utilità la costruzione e l'esercizio degli impianti di energia elettrica, semplificando di fatto i procedimenti concessori e riducendo conseguentemente i tempi di approvazione dei progetti e delle modifiche

Eurogen ha pertanto inoltrato, in data 31 Luglio 2002, una istanza al MAP con la quale, premettendo che presenterà un nuovo progetto per l'intera centrale Brindisi, chiede l'autorizzazione:

- al proseguimento del funzionamento del gruppo 3, con la sezione 4 di riserva;
- al proseguimento del funzionamento dello stesso gruppo 3 con l'installazione dei DeNOx fino alla realizzazione del nuovo progetto.

In data 27 Novembre 2002 il MAP, a seguito della citata istanza, ha concesso, con Decreto No. 005/2002 PR, autorizzazione alla prosecuzione dell'esercizio della sezione No. 3, con la sezione No. 4 di riserva fino al 31 Dicembre 2004 con i limiti di (da conseguire anche con l'uso di denitrificatori):

- SO₂: 400 mg/Nm³;
- NO_x: 200 mg/Nm³;
- polveri: 35 mg/Nm³.

Nel mese di Febbraio 2003, è stata inoltrata al MAP richiesta per la verifica di esclusione dalla procedura di VIA per il nuovo progetto della Centrale di Brindisi: gli esiti di tale procedura sono descritti in dettaglio nel paragrafo successivo.

Nelle more dell'espletamento della procedura di esclusione da VIA, considerata l'esigenza di assicurare il mantenimento di un'adeguata disponibilità della riserva di potenza atta ad assicurare la continuità dell'esercizio del sistema elettrico nazionale, e in base a quanto disposto dal sopraggiunto Decreto-Legge 18 Febbraio 2003, No.25, coordinato con la Legge di conversione 17 Aprile 2003, No. 83, recante: "*Disposizioni Urgenti in Materia di Oneri Generali del Sistema Elettrico e di Realizzazione, Potenziamento, Utilizzazione e Ambientalizzazione di Impianti Termoelettrici*", il MAP, con Decreto del 13 Giugno 2003, su proposta del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, ha approvato il piano di utilizzazione transitoria delle sezioni No.3 e No. 4, una di riserva all'altra, della Centrale di Brindisi.

Il decreto è volto ad assicurare l'ottimale gestione degli impianti termoelettrici interessati e a ridurre le quantità di inquinanti emesse in atmosfera e le ricadute al suolo, tenuto conto del regolamento di cui al decreto del Ministro dell'Ambiente e

della Tutela del Territorio 2 Aprile 2002, No. 60. Maggiori dettagli su tale Decreto sono riportati nel Paragrafo successivo.

2.4.2 Aspetti Autorizzativi Recenti

2.4.2.1 Esercizio Ambientalizzato di Impianto (Autorizzato)

Con Decreto del Ministero delle Attività Produttive No. 011/2003 del 22 Settembre 2003, in merito anche alla procedura di esclusione dalla procedura di VIA per il nuovo progetto della Centrale di Brindisi, la Edipower SpA è stata recentemente autorizzata *alla prosecuzione dell'esercizio, previo adeguamento tecnologico, delle sezioni No. 3 e No. 4 della Centrale Termoelettrica di Brindisi, sita nel territorio dell'omonimo Comune, nel rispetto delle condizioni indicate all'articolo 2 (Articolo 1).*

All'Articolo 2 si riporta che *“l'esercizio delle sezioni No. 3 e No. 4 deve avvenire nel rispetto dei limiti di emissione di cui al DM 12 Luglio 1990, citato nelle premesse, da conseguire anche mediante l'installazione di un sistema di denitrificazione dei fumi. Per le sole emissioni di polveri il valore limite è pari a 35 mg/Nm³”*.

Il quadro emissivo dei limiti di emissione per le due sezioni è quindi di seguito riassunto:

- NO_x: 200 mg/Nm³;
- SO₂: 400 mg/Nm³;
- polveri: 35 mg/Nm³.

“I limiti di emissione sono riferiti ad un tenore volumetrico di ossigeno libero nei fumi pari al 6 % e si intendono rispettati se la media delle concentrazioni rilevate nell'arco di un mese è inferiore o eguale al limite stesso.

Sono, altresì, da rispettare le seguenti prescrizioni:

- 1. per quanto concerne i fenomeni di inquinamento acustico deve essere data attuazione anche a quanto disposto in proposito dalla normativa regionale in materia;*
- 2. deve essere contenuta la propagazione delle polveri diffuse, in particolare nel processo di movimentazione del carbone;*
- 3. devono essere concordate con l'ARPA le misure per ridurre fenomeni di polverosità, attribuibili anche alle ceneri;*

4. *devono essere trasmessi all'ARPA tutti i dati di controllo, compresi anche i risultati delle verifiche periodiche quale, ad esempio, quella relativa agli "IPA";*
5. *devono essere rispettate le condizioni, per quanto applicabili, oggetto della convenzione sottoscritta il 17 Febbraio 2003 tra il Comune di Brindisi, la Provincia di Brindisi e la Edipower S.p.A.;*
6. *nel periodo transitorio intercorrente tra la data del presente decreto e l'adeguamento tecnologico delle sezioni No. 3 e No. 4 restano in vigore le prescrizioni di cui al Decreto Interministeriale 13 Giugno 2003 (descritto al paragrafo successivo);*
7. *per quanto non contemplato nei punti precedenti, devono essere rispettate le prescrizioni di cui al parere del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio del 1° Luglio 2003, No. 7610/VIA/2003, allegato al presente decreto e di cui costituisce parte integrante.*

Avverso .. [omissis].

Nel parere sopra richiamato, relativo alla verifica di esclusione della procedura di VIA per il progetto di "adeguamento ambientale con trasformazione in ciclo combinato dei due gruppi funzionanti a olio combustibile della centrale termoelettrica di Brindisi Nord e dell'installazione di impianti di denitrificazione catalitica nei due gruppi restanti funzionanti a carbone STZ", il Ministero dell'Ambiente e del Territorio ha ritenuto di escludere dalla procedura di VIA il progetto di adeguamento tecnologico solo per quanto concerne i gruppi 3 e 4 e a condizione che vengano rispettate le seguenti prescrizioni:

1. *esecuzione immediata della procedura di VIA per la realizzazione dei due nuovi gruppi a ciclo combinato e funzionamento dei gruppi a carbone a pieno carico*
2. *limitazione alle emissioni in atmosfera delle sezioni No. 3 e No. 4 oggetto di adeguamento tecnologico [omissis]*

In sintesi a quanto indicato in tale punto si rileva che, per ciascuna sezione, devono essere rispettate le seguenti concentrazioni al camino (escludendo le fasi di avviamento e di arresto, tali valori sono da intendersi come valori medi mensili sulle ore di effettivo funzionamento, e sono da riferirsi ad una portata dei fumi pari a 1,035,000 Nm³/h per ciascuno degli impianti):

- SO₂: 400 mg/Nm³;
- NO_x: 200 mg/Nm³;
- polveri: 35 mg/Nm³.

Inoltre le quantità complessive degli inquinanti emessi dalle due sezioni non possono superare le seguenti quantità complessive, su base settimanale e annuale:

Inquinante	tonnellate/settimana	tonnellate/anno
NO _x	34.78	1,656
SO ₂	69.55	3,312
polveri	6.09	290

Deve essere inoltre assicurato l'utilizzo prevalente, quale combustibile, di carbone con tenore di zolfo in peso medio di circa 0.10 % e, comunque, non superiore allo 0.24% per tutto il periodo di esercizio e con contenuto di ceneri medio pari al 1 % e comunque non superiore al 1.5 %.

3. *monitoraggio delle emissioni in atmosfera e della qualità dell'aria*

[omissis]

4. *progetto e gestione della fase di cantiere*

[omissis]

5. *inquinamento acustico*

[omissis]

6. *acque reflue di provenienza meteorica*

[omissis]

7. *analisi dei rischi*

[omissis]

2.4.2.2 Esercizio Transitorio di Impianto (Autorizzato)

Sulla base di quanto disposto dall'Articolo 2, Punto 6, del Decreto del Ministero delle Attività Produttive No. 011/2003 del 22 Settembre 2003 di cui al paragrafo precedente, *nel periodo transitorio intercorrente tra la data del presente decreto e l'adeguamento tecnologico delle sezioni No. 3 e No. 4 restano in vigore le prescrizioni di cui al Decreto Interministeriale 13 Giugno 2003.*

Tale Decreto, a firma del Ministero per le Attività Produttive, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e Tutela del Territorio, autorizza la Centrale di Brindisi all'esercizio dei gruppi 3 e 4, uno di riserva all'altro, in deroga ai limiti di emissione fissati nel DM del 12 Luglio 1990 e validi fino al 31 Dicembre 2004.

Le principali prescrizioni sono nel seguito riassunte (Articolo 2):

- a) *è consentito l'esercizio delle sezioni 3 e 4, una di riserva all'altra, sino al 31 Dicembre 2004 e con i seguenti limiti di producibilità elettrica:*

*anno 2003 sino a 1300 GWh;
anno 2004 sino a 2400 GWh.*

- b) *al fine del contenimento delle emissioni inquinanti e delle ricadute al suolo, tenuto conto del regolamento di cui al Decreto Ministeriale 2 Aprile 2003, No. 60, deve essere assicurato l'utilizzo, quale combustibile, di carbone da vapore con tenore di zolfo in peso compreso tra 0.1% e 0.2% per tutto il periodo di esercizio;*

- c) *la sezione in esercizio deve rispettare i seguenti limiti alle emissioni, misurati in mg/Nm³ e tenore di ossigeno nei fumi pari al 6% (valore di riferimento per i combustibili solidi):*

<i>SO₂:</i>	<i>400 mg/Nm³;</i>
<i>NO_x: (calcolati come NO₂)</i>	<i>600 mg/Nm³;</i>
<i>polveri:</i>	<i>35 mg/Nm³.</i>

I suddetti limiti sono da calcolare come media mensile sulle ore di effettivo funzionamento.

- d) *[omissis]*

[omissis]

3 QUADRO DEL SETTORE ENERGETICO

Con l'emanazione delle Direttive UE sull'energia elettrica (Direttiva 96/92/CE) e sul gas naturale (Direttiva 98/30/CE) è stata avviata a livello europeo la liberalizzazione dei settori energetici. In Italia tali direttive sono state recepite con i Decreti Legislativi 16 Marzo 1999, No. 79, e 23 Maggio 2000, No. 164, recanti norme e scadenze temporali per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas naturale, rispettivamente. Tali norme sono analizzate in dettaglio nel Quadro di Riferimento Programmatico del SIA.

Nel presente capitolo viene riportata una breve analisi del mercato italiano dell'energia elettrica; in particolare vengono analizzati:

- i consumi complessivi di energia primaria;
- il bilancio energetico nazionale;
- le previsioni sui futuri consumi di energia elettrica;
- la rete elettrica di trasmissione nazionale;
- la domanda e l'offerta di gas in Italia;
- la rete di distribuzione del gas.

3.1 CONSUMI DI ENERGIA PRIMARIA IN ITALIA

Nel corso del 2002 i consumi complessivi di energia primaria in Italia sono stati pari a 185.4 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep). I consumi di energia suddivisi per fonti primarie sono sintetizzati nella seguente tabella:

Milioni di tep	2002	2001	2000	1999
Combustibili solidi	13.7	13.8	12.6	12.0
Petrolio	90.8	90.9	91	92.3
Gas Naturale	58.2	58.7	58.4	55.2
Energia Elettrica Primaria ⁽¹⁾	10.4	10.6	9	9.6
Rinnovabili ⁽²⁾	12.4	14	12.0	13.4
TOTALE	185.4	188	183	182.5

Note:

(1) Importazioni nette di energia elettrica.

(2) Energia da fonte idrica, geotermica, solare termica e fotovoltaica, eolica, da biomasse e da RSU.

La produzione nazionale di fonti primarie di energia copre circa il 18% del fabbisogno complessivo nazionale; il livello di dipendenza dall'estero del settore energetico italiano risulta elevato e pari all'82% circa, decisamente superiore rispetto alla media europea del 55%.

3.2 BILANCIO ENERGETICO NAZIONALE (DATI GRTN)

Nel seguito sono riportati i dati di sintesi relativi al bilancio energetico nazionale riferiti all'anno 2001, come pubblicati dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN).

I dati presentati si riferiscono a:

- produzione di energia elettrica per tipologia di impianti (idroelettrici, termoelettrici, eolici e fotovoltaici);
- energia richiesta;
- consumi per categoria di utilizzatori;
- bilancio nazionale dell'energia elettrica.

Bilancio dell'energia elettrica

GWh		2001		
		Operatori del mercato elettrico*	Autoproduttori	Italia
Produzione lorda				
- idrica		52.243,9	1.681,8	53.925,7
- termica		200.630,3	18.748,6	219.378,9
- geotermica		4.506,6	-	4.506,6
- eolica		1.178,6	-	1.178,6
- fotovoltaica		4,8	-	4,8
Totale produzione lorda		258.564,2	20.430,4	278.994,5
		-	-	-
Servizi ausiliari della Produzione		12.007,0	1.022,3	13.029,3
		=	=	=
Produzione netta				
- idrica		51.594,0	1.658,3	53.252,3
- termica		189.524,8	17.749,8	207.274,6
- geotermica		4.256,3	-	4.256,3
- eolica		1.177,3	-	1.177,3
- fotovoltaica		4,8	-	4,8
Totale produzione netta		246.557,2	19.408,0	265.965,2
		-	-	-
Energia destinata ai pompaggi		9.511,0	-	9.511,0
		=	=	=
Produzione destinata al consumo		237.046,1	19.408,0	256.454,2
		+	+	
Cessioni degli Autoproduttori agli Operatori		+ 2.659,6	- 2.659,6	+
		+	+	
Saldo import/export con l'estero		+ 48.377,3	-	+ 48.377,3
		=	=	=
Energia richiesta		288.083,1	16.748,4	304.831,5
		-	-	-
Perdite		18.920,1	419,4	19.339,5
		=	=	=
Consumi finali	Autoconsumi	6.490,2	15.824,3	22.314,4
	Mercato libero	75.489,8	504,8	75.994,5
	Mercato Vincolato	187.183,0	-	187.183,0
TOTALE CONSUMI		269.162,9	16.329,0	285.491,9

Nel 2001 la richiesta di energia elettrica in Italia è risultata pari a 304.8 miliardi di kWh (con un deficit rispetto alla produzione dello stesso periodo pari a 48.4 miliardi di kWh, corrispondente al 15.9%); i dati indicano una costante crescita della domanda di energia elettrica in atto negli ultimi anni.

Nella tabella seguente viene riassunta la richiesta di energia elettrica nell'anno 2001 suddivisa per le diverse categorie di utilizzatori e i rispettivi incrementi per il biennio 2000-2001:

Settore di Utilizzo	Richiesta di Energia Elettrica in Italia	
	GWh	2001/2000
Agricoltura	5,162	5.2%
Industria	150,973	1.9%
Terziari	63,410	4.6%
Usi Domestici	61,553	0.7%

La situazione dei consumi elettrici evidenzia che nel 2001 si è registrata una crescita generale dei consumi elettrici da ricondurre essenzialmente alla performance del settore agricolo e terziario con incrementi rispetto all'anno 2000 rispettivamente pari al 5.2% e 4.7%.

Per quanto riguarda l'offerta di energia si evidenzia che:

- la produzione nazionale destinata al consumo (al netto dei pompaggi) nel 2001 è risultata pari a 256.4 miliardi di kWh;
- l'incremento della produzione nazionale rispetto al 2000 è risultato pari al 0.9%;
- a seguito della notevole richiesta da parte di nuovi clienti idonei, le importazioni nette hanno raggiunto i 48.4 miliardi di kWh e rappresentano il 16% circa del fabbisogno nazionale.

Il totale della produzione lorda nazionale del 2001 risulta così suddiviso nelle diverse fonti di produzione dell'energia:

- il contributo dell'energia da fonte termoelettrica è del 79%;
- il contributo dell'energia idroelettrica rappresenta circa il 19%;
- le altre fonti rinnovabili (eolica, fotovoltaica, geotermoelettrica) coprono il rimanente 2% circa.

Per quanto riguarda la situazione degli impianti di produzione di energia, nel seguito è indicata la capacità lorda nazionale installata, in MW, ripartita per classi di produttori (GRTN, dati aggiornati al 31 Dicembre 2001).

	Situazione Nazionale Potenza Efficiente Lorda (MW)			
	Impianti Idroelettrici	Impianti Termoelettrici	Impianti Eolici e Fotovoltaici	<i>Totale</i>
Produttori	20,385.7	52,704.5	670.4	73,760.6
Autoproduttori	357.7	4,668.8	--	5,026.5
ITALIA	20,743.5	57,373.3	670.4	78,787.2

3.3 PREVISIONI NELL'ANDAMENTO DEI CONSUMI NAZIONALI DI ENERGIA

Per quanto riguarda l'andamento dei consumi di energia elettrica per i prossimi anni si prevede una costante tendenza all'aumento del tasso di crescita della domanda; in particolare per il periodo 2000-2010, il GRTN prevede un incremento superiore al 3% sui consumi a livello nazionale.

Il fabbisogno energetico per garantire la copertura energetica futura sarà prevalentemente fornito da nuovi impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale che garantiscono, rispetto agli impianti tradizionali, minori costi di costruzione e manutenzione, rendimenti superiori ed emissioni decisamente più contenute.

3.4 RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE NAZIONALE

La situazione della rete italiana di trasmissione 380 kV e 220 kV viene presentata in Figura 3.1 (GRTN, aggiornato al 31 Dicembre 2001); nella figura viene anche evidenziata la localizzazione delle centrali e delle stazioni elettriche presenti sul territorio nazionale. In Figura 3.2 invece riportato un dettaglio delle reti (a 220 kV e 380 kV) con riferimento all'Italia Meridionale.

3.5 DOMANDA E OFFERTA DI GAS IN ITALIA

I consumi di gas naturale riferiti all'anno 2002 risultano così ripartiti :

- settore termoelettrico: 23.9 miliardi di m³;
- settore civile: 25.4 miliardi di m³;
- settore industriale 20.9 miliardi di m³.

Nel 2002 la produzione nazionale di gas naturale in Italia è stata pari a 14.6 miliardi di m³ (15.2 nel 2001). La domanda di gas naturale è stata soddisfatta per circa il 20% dalla produzione nazionale mentre per il restante 80% si è fatto ricorso alle importazioni dall'estero.

Negli ultimi anni, in Italia, l'uso del gas naturale è aumentato significativamente rispetto all'uso di altre fonti primarie tradizionali quali il legno, il carbone, il petrolio e l'energia elettrica. Questo aumento è legato principalmente al minore impatto ambientale, dovuto alle minori impurità naturali presenti nel gas naturale rispetto a quelle riscontrabili in altri combustibili, al rendimento termico superiore rispetto agli altri combustibili solidi e liquidi, ai pochi problemi di manutenzione degli impianti e ad una maggiore comodità d'uso.

Negli anni, il peso percentuale dei consumi per usi industriali di gas naturale, inizialmente prevalente, è andato progressivamente diminuendo a favore di quelli civili e, soprattutto, di quelli termoelettrici. La penetrazione del gas naturale per usi civili è stata promossa da una serie di provvedimenti di carattere politico ed economico quali l'introduzione, nel 1975, di un metodo di fissazione amministrativa delle tariffe, l'incentivazione di investimenti in nuove reti di distribuzione, alcuni provvedimenti normativi di incentivazione finanziaria delle opere di metanizzazione del mezzogiorno (Legge No. 784/80 e seguenti), nonché l'utilizzo delle agevolazioni fiscali che hanno consentito la creazione di un regime di prelievo preferenziale per il gas naturale rispetto ai combustibili alternativi derivati dal petrolio.

La notevole crescita dei consumi di gas naturale per usi termoelettrici è stata determinata da una serie di fattori tra cui l'abbandono della tecnologia nucleare, la diffusione delle centrali a ciclo combinato alimentate a gas naturale, che presentano livelli di efficienza di oltre il 15% superiori delle tradizionali centrali termiche (Combined Cycle Gas Turbine, CCGT), l'introduzione, con la Legge No. 9/1991 e più recentemente con le Direttive UE in materia di gas ed elettricità, di una progressiva liberalizzazione dell'attività di generazione di energia elettrica incentivante l'impiego di tecnologie che utilizzano le cosiddette "fonti alternative ed assimilabili" (tra cui il gas naturale).

3.6 RETE DI DISTRIBUZIONE DEL GAS

La rete di gasdotti italiana comprende una rete primaria (o dorsale), per il trasporto ad alta pressione del gas naturale direttamente dai luoghi di produzione o di importazione, ed una rete secondaria, costituita da un insieme di condotte (adduttori secondari) che, partendo dalla rete primaria, raggiungono i vari centri di consumo (agglomerati urbani, insediamenti industriali, ecc.).

La rete primaria italiana ha una lunghezza di quasi 30,000 km e si estende su tutto il territorio nazionale ad esclusione della Sardegna. Il gas di provenienza estera,

importato in massima parte da Russia, Olanda ed Algeria, entra nella rete nazionale attraverso quattro punti, utilizzando strutture dedicate (e costruite a seguito della stipula di un contratto d'importazione).

In Figura 3.3 è presentata la rete nazionale dei metanodotti di trasporto, aggiornata al 30 Giugno 2002, in Figura 3.4 è riportato un dettaglio con riferimento all'area di interesse.

4 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO ESISTENTE

4.1 DESCRIZIONE GENERALE DEL PORTO DI BRINDISI E DELLO STABILIMENTO PETROLCHIMICO

La Centrale di Brindisi si affaccia sul porto esterno del Porto di Brindisi ed è ubicata a breve distanza dallo Stabilimento Petrolchimico (si veda la Figura 4.1): nel presente paragrafo si descrivono brevemente le principali caratteristiche di tali aree.

4.1.1 Area Portuale

Il Porto di Brindisi trova la sua collocazione in una notevole insenatura naturale che si apre tra le Isole Pedagne e l'Isola di S. Andrea e che si estende in direzione Sud Ovest - Nord Est per circa 3.2 km, con una superficie d'acqua complessiva di circa 630 ha. Il porto è classificato di 1° categoria. La corografia dell'area portuale è presentata in Figura 4.1.

L'ambito della circoscrizione dell'Autorità Portuale di Brindisi, fissato con Decreto del Ministro dei Trasporti e della Navigazione, si sviluppa dalla radice della diga di Bocche di Puglia sino a Capo Bianco. Il bacino portuale è protetto a Nord della diga di Punta Riso, che penetra in mare per 2,800 m.

Nella sua struttura essenziale il porto si articola in tre zone ben specificate ed individuabili (Figura 4.1):

- il porto interno, che coincide con il porto storico e i suoi due seni, di Levante e di Ponente;
- il porto medio nel quale si sviluppano, a Sud, le nuove banchine di Costa Morena e Punta delle Terrare, mentre a Nord, nel bacino di Bocche di Puglia, insiste l'area destinata alla cantieristica ed al diporto nautico;
- il porto esterno, che si sviluppa dall'isola di Sant'Andrea e dalla diga di Costa Morena sino alle Isole Pedagne, caratterizzato dalle strutture portuali utilizzate dagli insediamenti industriali dei poli chimico ed energetico presenti nel territorio.

La Centrale di Brindisi insiste sul porto esterno.

Complessivamente lo sviluppo totale delle banchine è di oltre 6,000 m. Le caratteristiche delle banchine, la disponibilità di spazi ed in particolare l'esistenza di fondali fino a profondità di 14 m (con punte di oltre 18 m alla diga di Punta Riso) fanno sì che lo scalo sia competitivo per una molteplicità di traffici, dato questo che

trova conferma nella storica vocazione di Brindisi di rappresentare un porto polifunzionale in cui si sovrappone il movimento delle linee traghetti e commerciale, l'operatività delle grandi navi destinate all'alimentazione degli insediamenti industriali a quella delle navi portacontenitori che hanno recentemente iniziato a scalare il porto con toccate periodiche.

Nel seguito è riportata una descrizione sintetica dei tre bacini portuali, come riportata nel Piano Triennale Portuale (Autorità Portuale di Brindisi, 1999).

4.1.1.1 Porto Interno

Il porto interno è formato da due lunghi bracci che cingono la città a Nord e ad Est e che prendono rispettivamente il nome di “Seno di Ponente” e “Seno di Levante”, comunicanti tra loro a livello della Stazione Marittima. La superficie interessata è di 727,000 m² e lo specchio acqueo di circa 80 ha.

Il porto interno coincide con le banchine storiche della città. Nel Seno di Levante si realizza la parte più consistente del traffico traghetti, in considerazione degli otto punti d'approdo (Banchine Marittima, Carbonifera, Traghetto Vecchia Rampa, Traghetto Nuova Rampa, S. Apollinare, Dogana) nonché delle strutture esistenti (Stazioni Marittima, Traghetti e S. Apollinare) per le quali sono in via di definizione progetti di recupero e di riqualificazione.

Nella parte orientale del Seno di Levante, lungo la banchina Punto Franco, sorgono i Silos per granaglie della Società Indesil ed i relativi impianti portuali, mentre la banchina Feltrinelli è utilizzata dalle navi di supporto logistico agli impianti di perforazione petroliferi off-shore e da naviglio minore di bandiera albanese per l'imbarco di prodotti per l'edilizia.

Nella zona di S. Apollinare è stata recentemente riacquisita l'area dei depositi della Società SIAC (Dibromoetano) ed è in corso di realizzazione l'attrezzamento di un piazzale per oltre 50,000 m² destinato al servizio degli approdi esistenti.

Immediatamente a ridosso di quest'area sorge il Capannone ex Montecatini, struttura utilizzata in passato per la produzione ed il deposito di fertilizzanti, che per le sue caratteristiche e le modalità di esecuzione del progetto architettonico è stata recentemente sottoposta a vincolo dal Ministero dei Beni Culturali quale esempio di archeologia industriale.

Il Seno di Ponente è attualmente utilizzato dalla Marina Militare, che ha la base del Comando Marina di Brindisi, e per le attività della Lega Navale.

4.1.1.2 Porto Medio

Il Porto Medio è formato dallo specchio acqueo che precede il canale di accesso al porto interno (Canale Pignonati); il seno Bocche di Puglia ne forma il bacino settentrionale. La superficie interessata è di 1,200,000 m².

Nel Porto Medio si sviluppano le nuove banchine di Costa Morena, attualmente utilizzate per lo sbarco di:

- materiali di approvvigionamento (carbone, olio combustibile, oriemulsion) delle centrali termoelettriche Edipower di Brindisi e “Federico II” di Enel Produzione (diga di Costa Morena);
- cemento e GPL (impianti specializzati sullo sporgente di Costa Morena);
- rinfuse e palletizzati (banchina di Costa Morena).

La recente messa in esercizio della gru Paceco-Reggiane posizionata sulla banchina di Riva di Costa Morena ha consentito l'avvio della operatività di due linee regolari di feeder (delle compagnie MSC e CMA) che consentono di relazionare il porto ad alcuni fra i più importanti hub del Mediterraneo.

La zona di Punta delle Terrare, che si sviluppa nella porzione occidentale di Costa Morena, è destinata all'ormeggio dei traghetti ed ha consentito in questi ultimi anni un notevole incremento del traffico permettendo l'acquisizione di nuove linee. La lunghezza delle banchine, la disponibilità di fondali e l'esistenza di un ampio bacino di evoluzione rende fra l'altro possibile l'attracco di unità di particolari dimensioni e caratteristiche.

Nel bacino settentrionale del Porto Medio si affacciano le aree che l'attuale Piano Regolatore Portuale destina alla cantieristica navale, mentre la zona di Bocche di Puglia è interessata da un progetto per la realizzazione del futuro approdo per il diporto nautico.

4.1.1.3 Porto Esterno

Il Porto Esterno è limitato a Sud dalla terraferma, a levante dalle Isole Pedagne, a ponente dall'Isola S. Andrea, dal molo di Costa Morena e, a Nord, dalla diga di Punta Riso. La superficie interessata è 3,000,000 m².

Nel Porto Esterno si sviluppano le strutture portuali attualmente in concessione alla Società EniChem per la movimentazione di prodotti petrolchimici destinati al polo industriale ubicato nella zona industriale.

4.1.1.4 Stato della Pianificazione nel Porto di Brindisi e Opere Previste in Ambito Portuale

Piano Regolatore Portuale

Con Decreto Ministeriale No. 375 del 21 Ottobre 1975 è stato approvato il Piano Regolatore Portuale (PRP) di Brindisi, attualmente vigente.

Lo stato di attuazione di quanto previsto dal Piano è sintetizzato in Figura 4.2 ed è di seguito descritto.

Per quanto riguarda il porto esterno è stato realizzato un molo sopraflutto (diga di punta Riso) che si sviluppa su fondali compresi tra 7 m (in corrispondenza della radice) e un massimo di 30 m in corrispondenza della testata, con una lunghezza di circa 2,200 m. Il molo sottoflutto, invece, previsto tra le isole Pedagne e intestato all'estremo Nord dell'isola Traversa, non è stato realizzato.

In Località Capo Bianco, inoltre, il Piano prevede la realizzazione di una colmata e di un nuovo pontile. Entrambe le opere non sono ancora state realizzate. Infine il piano prevede anche la realizzazione del banchinamento esterno del pontile Enel Produzione, con la creazione di uno sporgente di notevole ampiezza (zona di Costa Morena). Tale banchinamento è attualmente in fase di completamento.

Per quanto riguarda il porto medio, il PRP prevede la realizzazione di un nuovo accosto complementare per traghetti a ponente del promontorio di Costa Morena, un approdo per natanti da diporto presso le Bocche di Puglia e, a Sud di esse, di una zona destinata a cantieri navali di medio tonnellaggio. Di tali opere, sono state realizzate le banchine a ponente dello sporgente di Costa Morena e i cantieri navali, mentre sono in fase di realizzazione le altre.

Nel porto interno, infine, il Piano prevede la realizzazione di alcuni approdi per natanti da diporto nel Seno di Ponente e di nuove banchine traghetti nel Seno di Levante. Sono state realizzati gli approdi nel Seno di Ponente e alcuni di quelli previsti nel Seno di Levante.

Nel seguito sono riassunte le principali opere previste dal PRP e il relativo stato di attuazione (Figura 4.2):

- opere realizzate:
 - molo sopraflutto (diga di Punta Riso),
 - accosto complementare per traghetti a ponente del promontorio di Costa Morena,
 - cantiere navale a Sud di Bocche di Puglia,
 - alcune banchine traghetti nel Seno di Levante,
 - approdi per natanti da diporto nel Seno di Ponente,
 - banchinamento a levante del pontile ENEL (Costa Morena) (in corso di completamento),

- approdo per natanti presso le Bocche di Puglia (in corso di completamento);
- opere previste ma non ancora realizzate:
 - pontile nel porto esterno, zona di Capobianco,
 - colmata di Capo Bianco,
 - molo sottoflutto tra le isole Pedagne,
 - alcune banchine nel Seno di Levante.

Variante al Piano Regolatore Portuale (Molo Enel e Terminal Traghetti di Sant'Apollinare)

È stata recentemente predisposta una variante al Piano Regolatore Portuale del 1975 che, ferme restando le altre indicazioni del PRP, prevede la realizzazione di:

- una darsena traghetti nella zona di Sant'Apollinare;
- un nuovo pontile per lo scarico del carbone per la Centrale Enel Produzione Federico II di Cerano e il relativo dragaggio di una vasta area nel porto esterno per consentire l'accesso, la manovra e l'attracco a navi anche di notevole stazza.

Le opere oggetto di variante sono evidenziate in Figura 4.2. Si noti come la radice del nuovo pontile sia prevista in prossimità dell'opera di presa e scarico dell'acqua di mare necessaria per il raffreddamento della Centrale di Brindisi.

Attualmente (Novembre 2003) è in corso la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale della Variante, al cui termine sarà sottoposta all'esame della Regione Puglia per l'approvazione.

Progetti Proposti nell'Area di Capo Bianco

Come già illustrato precedentemente (si veda la Figura 4.2) le opere previste dal PRP nel Porto Esterno e non ancora realizzate sono:

- pontile nella zona di Capobianco;
- colmata di Capo Bianco;
- molo sottoflutto tra le isole Pedagne.

Nell'area della colmata di Capo Bianco, indicata dal PRP vigente *come "zona di ampliamento delle attività industriali"* è prevista la realizzazione dei seguenti progetti (Autorità Portuale di Brindisi, 2002b):

- terminale di importazione e rigassificazione del gas naturale liquefatto (GNL) della società BG Italia SpA e relativo pontile per attracco e scarico delle metaniere;
- nuova area POL (deposito carburante) della Marina Militare.

Il terminale LNG sarà fondato nella porzione della colmata di Capo Bianco limitata a Ovest dal Molo Canale dell'Enichem; il progetto comprende la realizzazione di un pontile a servizio del terminale da realizzarsi in accordo alle previsioni già incluse nel Piano Regolatore Portuale. Per tale progetto la Società BG ha ottenuto l'autorizzazione del competente Ministero delle Attività Produttive ai sensi dell'art. 8 della Legge 24 Novembre 2000, No. 340.

La porzione di colmata di Capo Bianco più prossima alla diga dei Trapanelli sarà interessata dal progetto di deposito carburante POL della Marina Militare. Tale progetto è già stato approvato dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti. La realizzazione di tale deposito nella zona di capo Bianco è prevista dall'Accordo di Programma del 16 Dicembre 1999 per la dismissione degli usi militari dell'area denominata POL nel seno di levante del porto di Brindisi.

4.1.2 Petrolchimico

Lo stabilimento petrolchimico di Brindisi è localizzato nella zona industriale a Sud Est della città, a Est della Centrale di Brindisi (si veda la Figura 1.2) e ha una estensione pari a circa 4,600,000 m². Le informazioni presentate nel seguito relative allo stabilimento sono state desunte dalla Dichiarazione Ambientale EMAS 1999 dell'EniChem.

4.1.2.1 Produzione e Servizi

L'attuale struttura produttiva nello Stabilimento petrolchimico di Brindisi si articola su due linee di produzione:

- produzione di Metilendifenilisocianato (MDI);
- produzione di Ossido di Carbonio;
- stoccaggio ed evaporazione Cloro;
- produzione di Butadiene e Butileni.

All'interno dello Stabilimento operano:

- impianto di trattamento biologico (*);
- impianto di ossidazione sode spente (*);
- impianti di produzione utilities (acqua demi, acqua chiarificata) (*);

- reti di distribuzione (azoto, vapore, acqua grezza, aria ed acqua mare di raffreddamento, compresi gli scarichi a mare) (*);
- parco stoccaggio (*);
- Centro Ricerche e Laboratorio di controllo per impianto MDI;
- pontile e pensiline di carico/scarico prodotti via mare e via terra (*);
- sistema torce di emergenza;
- servizio antincendio (*);
- servizio sanitario (*);
- laboratorio d'igiene industriale (*);
- servizio protezione ambientale e sicurezza;
- centro formazione;
- funzioni di supporto alla produzione (manutenzione, ufficio tecnico, materiali ed appalti, amministrazione, organizzazione, personale, sistemi informativi, qualità).

Con il simbolo (*) sono indicate le attività svolte anche per le società coinsediate nello Stabilimento (situazione precedente al 1° Gennaio 2002).

Nello stabilimento sono operativi dei sistemi di trattamento e di contenimento delle emissioni gassose, dei rifiuti liquidi e solidi che consentono di ridurre l'impatto ambientale.

4.1.2.2 Pontile e Pensiline di Carico/Scarico Prodotti Via Mare e Via Terra

Il Pontile per la movimentazione dei prodotti via mare risulta costituito da 6 punti di carico/scarico dislocati su una lunghezza di banchina utile pari a 600 m circa.

Attualmente per le operazioni di carico e scarico navi cisterne, effettuate anche per le Società Coinsediate, sono utilizzati 3 punti di attracco. Essi sono asserviti da: azoto, acqua potabile, scarico al sistema di recupero gas combustibile (gasometro) e scarico acque di zavorra o di sentina all'impianto di trattamento acque centralizzato (biologico).

Il pontile è dotato di sistemi di sicurezza e di prevenzione incendi quali:

- sistema di blocchi di sicurezza;
- cannoni monitori antincendio ad acqua e schiuma comandabili a distanza;
- sistemi di raffreddamento ad acqua nebulizzata delle strutture;
- attrezzature antincendio varie.

La movimentazione via terra (ferrovia-strada) delle sostanze liquide è assicurata tramite 10 pensiline di carico/scarico all'interno dello stabilimento.

Le operazioni di carico e scarico avvengono a ciclo chiuso e quindi le emissioni fugitive sono solo relative a perdite da organi di tenuta di valvole e flange e sono stimate in 1 t/a. Il rischio di emissioni di CVM e DCE è oggi ritenuto assente per cessata attività della società EVC con fermata e bonifica dei propri impianti di produzione da Marzo 2000. L'unica emissione puntuale avviene durante il carico di navi cisterna di benzina di craking.

4.1.2.3 Impianto Biologico

L'impianto biologico tratta tutte le acque reflue provenienti da:

- fogne oleose che raccolgono gli scarichi degli impianti di EniChem, EniPower, Polimeri Europa e degli stoccaggi dei prodotti petroliferi;
- acque reflue di processo degli altri impianti e servizi;
- acque sodate provenienti dall'impianto di ossidazione sode spente.

Le acque bianche di raffreddamento sono convogliate in un sistema fognario distinto e separato dai sistemi fognari suddetti.

L'impianto biologico depura le acque reflue sopra indicate impiegando un processo aerobico a fanghi attivi, dopo pretrattamento specifico effettuato presso gli impianti di produzione.

I fanghi ispessiti e inertizzati vengono smaltiti a discariche esterne autorizzate e le acque depurate vengono scaricate nel sistema fognario della Policentrica Est.

L'impianto ha una capacità massima di 400 m³/ora (3,504,000 m³/anno) e la quantità totale di acque depurate nel 1999 è stata di 1,832,211 m³.

4.1.2.4 Utilities

Il servizio Gestione Servizi Ausiliari assicura il prelievo e la distribuzione dell'acqua mare, dell'acqua dolce dai pozzi consortili, dai bacini di riserva (interno, esterno, Cillarese e del Pertusillo) e la produzione dell'acqua demineralizzata e chiarificata.

L'acqua demineralizzata è prodotta da un impianto a resine e da un dissalatore con produzione annua totale (1999) di 3,130,020 m³.

Lo stesso servizio gestisce anche la distribuzione del vapore, dell'aria, dell'azoto, dell'acqua potabile e dell'acqua di pozzo proveniente dai pozzi sociali e dai bacini di raccolta interno ed esterno.

4.1.2.5 Uso della Risorsa Idrica

Nelle tabelle seguenti sono riportate rispettivamente le quantità prelevate dalle diverse fonti di approvvigionamento, le quantità di acqua scaricata e le perdite e i consumi d'acqua.

Bilancio Acqua Prelevata (m³/anno)				
	1996	1997	1998	1999
Acqua mare	678,777,855	770,337,849	808,233,980	751,722,613
Acqua potabile	274,000	100,000	348,590	500,080
Cillarese e Pertusillo	928,000	1,410,000	1,140,000	1,491,000
Pozzi sociali	643,000	985,000	883,200	881,000
Acqua piovana e bacino esterno	1,420,000	794,000	711,590	419,500
TOTALE	682,042,855	773,626,849	811,317,360	755,014,193

Bilancio Acqua Scaricata (m³/anno)				
	1996	1997	1998	1999
Evaporato e perdite	705,300	632,940	1,365,608	1,430,469
Acqua mare	678,777,855	770,337,849	808,233,980	751,722,613
Biologico	2,559,700	2,656,060	1,717,772	1,861,111
TOTALE	682,042,855	773,626,849	811,317,360	755,014,193

Consumi d'Acqua (m³/anno)				
	1996	1997	1998	1999
EniChem	311,175,203	407,950,787	446,167,796	430,851,584
Terzi Coinsediati	370,867,652	365,676,062	365,149,564	324,162,609
TOTALE	682,042,855	773,626,849	811,317,360	755,014,193

A partire dal 1996 si è reso possibile l'utilizzo dell'acqua del bacino di raccolta acqua piovana del "Cillarese" e pertanto il prelievo dai pozzi Consortili si è ridotto sensibilmente rispetto agli anni passati riducendo in tal modo l'emungimento di acqua dolce.

Per quanto concerne l'acqua mare questa, prelevata da apposite prese localizzate ad Est del Pontile, viene utilizzata principalmente per il raffreddamento dei fluidi di processo, per la produzione di acqua demineralizzata e per il servizio antincendio.

4.1.2.6 Scarichi a Mare

Le acque di raffreddamento e le altre acque bianche (piovane, condense da vapore acqueo, ecc.) vengono scaricate a mare tramite quattro collettori principali, gestiti da EniChem, denominati:

- Policentrica Est;
- Policentrica Sud;
- Policentrica Nord-Est;
- Policentrica Ovest.

Alla fine del ciclo di utilizzo e trattamento le acque dello stabilimento vengono scaricate tramite quattro collettori fognari a mare per una portata di scarico (1999) di circa 86,026 m³/h e 212 m³/h rispettivamente per le acque di raffreddamento e per quelle depurate in uscita dall'impianto biologico.

La rete fognaria è monitorata sia all'interno dello stabilimento che nei punti di scarico a mare per prevenire situazioni di emergenza in ingresso all'impianto Biologico ed agli scarichi. La temperatura in entrata ed in uscita delle acque di raffreddamento è monitorata in continuo. Il sovrizzo termico è mediamente pari a 3 °C.

4.2 **DESCRIZIONE GENERALE DELLA CENTRALE EDIPOWER DI BRINDISI**

La Centrale (Edipower 2003) sorge nell'area portuale di Brindisi, circa 3 km a Est del centro cittadino, occupa una superficie di 270,000 m² ed è dotata di raccordo stradale e ferroviario. La planimetria di dettaglio della Centrale è riportata in Figura 4.3.

Nelle vicinanze della Centrale sono presenti diversi accosti portuali ad uso commerciale e un accosto dedicato alla movimentazione di prodotti combustibili, di

proprietà di Enel Produzione, a servizio della Centrale Federico II di Cerano, localizzata a diversi chilometri di distanza dall'area portuale. Un asse attrezzato dedicato e un sistema di nastri per il trasporto del carbone garantiscono alla Centrale Enel Produzione di Cerano l'approvvigionamento dei prodotti sbarcati al pontile. Maggiori dettagli sul sistema di movimentazione del carbone di proprietà di Enel Produzione sono riportati al successivo Paragrafo 4.5.

È rilevante evidenziare che prima della cessione di Eurogen (ora Edipower) da parte di Enel Produzione, la Centrale Federico II (prima denominata Brindisi Sud) e la Centrale Edipower (prima denominata Brindisi Nord) costituivano un unico polo energetico: numerosi impianti e strutture erano quindi comuni e a servizio di entrambe le Centrali.

Con la cessione di Eurogen da parte di Enel Produzione sono rimaste di proprietà di Enel Produzione diverse aree in prossimità della Centrale di Brindisi, evidenziate in Figura 4.3 (le aree della Centrale non evidenziate sono di proprietà Edipower), tra cui:

- il pontile per lo scarico dei combustibili;
- torri e nastri per il trasporto del carbone;
- il carbonile di circa 60,000 m², una parte del quale (circa 12,700 m²) è attualmente concessa in affitto ad Edipower;
- alcuni serbatoi.

La Centrale è costituita da quattro sezioni aventi ciascuna una potenza lorda di 320 MW per un totale complessivo di 1,280 MW. La potenza termica di combustione è di circa 800 MW per ogni sezione.

Le sezioni termoelettriche sono del tipo policombustibile, vale a dire idonee all'impiego di carbone e olio combustibile e sono equipaggiate con caldaie del tipo ad attraversamento forzato, con camera di combustione pressurizzata per i gruppi 1 e 2 ed a tiraggio bilanciato per i gruppi 3 e 4.

Le caldaie hanno bruciatori frontali/posteriori e sono di costruzione Breda Termomeccanica su licenza Babcock & Wilcox.

I fumi prodotti dalla combustione sono convogliati ai captatori elettrostatici per l'abbattimento delle polveri e sono poi dispersi all'atmosfera attraverso quattro ciminiere monoflusso, (una per sezione) di altezza pari a 60 metri. Ciascuna coppia di ciminiere è sostenuta da una struttura metallica di tipo tralicciato (si veda la Figura 4.4).

L'acqua di raffreddamento condensatori è prelevata dal mare. La portata di acqua necessaria per la condensazione del vapore è di circa 10.5 m³/s per ciascuna sezione.

L'impianto è stato previsto per l'impiego di carbone, olio combustibile e gas naturale ed attrezzato per i soli primi due combustibili (nel corso del 2002 e del 2003 l'impianto ha funzionamento in prevalenza a carbone STZ).

L'approvvigionamento dei combustibili (carbone ed olio) avviene via mare.

In seguito alla cessione di Eurogen da parte di Enel, il parco carbone, della capacità massima di circa 400,000 t, è di proprietà Enel Produzione. Attualmente la Centrale continua ad utilizzare tale parco carbone relativamente alla porzione di superficie pari a circa 12,700 m² concessa in locazione ad Edipower.

Il parco olio combustibile della centrale di Brindisi è costituito essenzialmente da 2 serbatoi da 50,000 m³ e da un serbatoio di gasolio da 250 m³. In Figura 4.4, in primo piano, è visibile uno dei due serbatoi da 50,000 m³ di proprietà Edipower: gli altri due serbatoi visibili nella figura sono di proprietà di Enel Produzione e sono asserviti alla Centrale "Federico II", ubicata ad alcuni chilometri di distanza in località Cerano.

Le sezioni 1 e 2 sono collegate alla rete elettrica a 220 kV mediante linea a doppia terna binata, mentre le sezioni 3 e 4 sono collegate alla rete a 380 kV mediante una linea a singola terna. Tali linee convergono nella stazione primaria "Brindisi Pignicelle".

4.3 DESCRIZIONE DI DETTAGLIO DELLA CENTRALE EDIPOWER DI BRINDISI

4.3.1 Aspetti Tecnici

4.3.1.1 Caratteristiche Tecniche Principali

Le principali caratteristiche tecniche dell'impianto esistente sono riportate di seguito:

- produzione di vapore (per singola caldaia): 1,078 t/h;
- pressione del vapore all'uscita del surriscaldatore: 178 bar;
- temperatura del vapore all'uscita del surriscaldatore: 540°C;
- pressione del vapore all'ingresso del risurriscaldatore: 44 bar;
- temperatura del vapore all'uscita del risurriscaldatore: 540°C;
- temperatura dell'acqua di alimento: 294°C;

- pressione nominale allo scarico: 0.05 bar;
- numero di stadi di preriscaldamento: 8;
- potenza elettrica ai morsetti alternatore: 320 MW (per un gruppo).

4.3.1.2 Fasi di Sviluppo Impiantistico della Centrale

La configurazione attuale di Centrale (Enel.Hydro, 2002) è stata raggiunta attraverso uno sviluppo impiantistico avviato a partire dal 1969, le cui fasi principali sono schematizzabili come segue:

- tra il 1969 e il 1975 entrano gradualmente in esercizio le prime 3 unità termoelettriche e relativa impiantistica che usano come combustibile l'OCD (olio combustibile denso). In questa fase le acque meteoriche, i reflui industriali e sanitari vengono convogliati attraverso un unico sistema di fognature a fosse settiche e da queste sino allo scarico, previa diluizione dei reflui nelle acque di raffreddamento della Centrale;
- nel 1976, a seguito della regolamentazione degli scarichi prevista dalla legge Merli, entra in esercizio un nuovo sistema di raccolta e trattamento delle acque reflue (ITAR), dotato di distinti sistemi di raccolta e trattamento per acque inquinate da oli e acque acide/alcaline. Nell'anno successivo viene avviata anche la quarta unità termoelettrica sempre alimentata ad OCD;
- tra il 1984 e il 1986 viene completata la trasformazione a carbone delle quattro caldaie ed entrano così in funzione gli impianti connessi all'utilizzo del carbone quali: il parco carbone, i sistemi per l'alimentazione delle caldaie, il nastro che trasporta il carbone dal molo al parco e dal parco alle caldaie, i sistemi di evacuazione ceneri e smaltimento e le vasche per il loro contenimento;
- dal 1986 al 1998 l'alimentazione delle caldaie avviene prevalentemente a carbone o con una miscela 80-20 di carbone e OCD;
- dal 1999 a settembre 2000 la Centrale funziona con olio combustibile a basso tenore di zolfo per periodi limitati;
- a partire da Ottobre 2000 la Centrale funziona con la sola unità No. 3 alimentata prevalentemente a carbone.

4.3.1.3 Informazioni relative ai Gruppi

La realizzazione e l'esercizio delle quattro sezioni sono stati autorizzati rispettivamente con i Decreti MICA del 31 Luglio 1965, 4 Agosto 1969, 1 Giugno 1971 e 5 Gennaio 1974.

I dati principali relativi alle quattro sezioni sono riassunti nella seguente tabella.

Gruppo	Entrata in Servizio	Trasformazione a Carbone
1	Marzo 1969	Novembre 1983
2	Agosto 1971	Agosto 1984
3	Maggio 1974	Dicembre 1985
4	Luglio 1977	Dicembre 1986

In Figura 4.5 sono riportate alcune fotografie della sala macchine.

4.3.1.4 Ore di Funzionamento e Produzione di Energia Elettrica

Dal 1981 le ore di funzionamento per i 4 gruppi sono state (Edipower, 2003b, 2003c):

Ore Funzionamento – Periodo 1981-1990										
Gruppi	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
1	3,151	0	3,140	7,316	5,875	6,962	5,586	8,194	3,902	7,944
2	5,749	5,634	0	2,324	8,114	5,910	7,770	5,152	7,055	7,574
3	7,727	4,677	7,836	3,256	266	6,515	6,444	7,296	5,130	6,908
4	4,267	6,599	7,993	6,657	3,725	535	7,799	6,384	7,784	7,903
Ore Funzionamento – Periodo 1991-2000										
Gruppi	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
1	7,890	1,920	5,115	4,103	6,908	6,151	2,743	3,352	599	0
2	6,004	7,800	7,333	4,507	7,688	6,544	3,813	2,363	414	0
3	8,326	7,451	5,771	4,451	5,827	7,227	7,306	5,637	1,837	1,807
4	6,543	7,199	7,668	4,225	6,843	8,205	7,359	5,414	895	374
Ore Funzionamento – Periodo 2001-2003										
Gruppi	2001	2002	2003 ⁽¹⁾							
1	0	0	0							
2	0	0	0							
3	7,004	5,998	7,962							
4	0	0	0							

Note:

(1) I dati relativi all'anno 2003 fanno riferimento al funzionamento reale nel periodo compreso tra i giorni 1 Gennaio e 31 Ottobre (6,498 ore) a cui sono stati aggiunti i valori previsti per il periodo compreso tra i giorni 1 Novembre 2003 e 31 Dicembre 2003 (1,464 ore).

Dal 1995 la produzione lorda di energia elettrica è stata la seguente (Edipower, 2003b, 2003c):

<i>Anno</i>	<i>1995</i>	<i>1996</i>	<i>1997</i>	<i>1998</i>	<i>1999</i>	<i>2000</i>	<i>2001</i>	<i>2002</i>	<i>2003⁽¹⁾</i>
Produzione Lorda <i>GWh</i>	7,883	7,851	5,935	4,315	732	549	1,576	1,524	2,008

Note:

(1) I dati relativi all'anno 2003 fanno riferimento al funzionamento reale nel periodo compreso tra i giorni 1 Gennaio e 31 Ottobre (1,588 GWh) a cui sono stati aggiunti i valori previsti per il periodo compreso tra i giorni 1 Novembre 2003 e 31 Dicembre 2003 (420 GWh).

4.3.2 Combustibili

4.3.2.1 Quadro Generale della Logistica

Il gasolio è approvvigionato tramite autobotte.

L'approvvigionamento di olio combustibile e carbone avviene via mare.

La Centrale è collegata al molo di Costa Morena sia con un oleodotto da 20" sia con un sistema di nastri trasporto carbone da 1,500 t, entrambi di proprietà Enel Produzione.

Il parco carbone, di proprietà Enel Produzione, occupa una superficie di circa 60,000 m², di cui circa 12,700 concessi in locazione ad Edipower, e ha una capacità nominale di oltre 450,000 t.

Negli ultimi anni la banchina in concessione a Enel Produzione ha sostanzialmente raggiunto la congestione con il solo traffico destinato al rifornimento di combustibili della Centrale "Federico II" di Cerano; di conseguenza non è stato possibile utilizzare l'accosto per l'approvvigionamento dei combustibili destinati alla Centrale Edipower di Brindisi. Attualmente la movimentazione del carbone è quindi effettuata come segue:

- scarico delle carboniere su banchina commerciali, mediante l'uso di gru a benna e camion con cassone ribaltabile per il trasporto e lo scarico nel parco. La sistemazione a parco del carbone così scaricato può avvenire o con la macchina di messa a parco e ripresa o con pale gommate o cingolate;
- trasporto del carbone dal carbonile fino ai sili dei generatori di vapore delle quattro unità tramite nastri di trasporto dedicati (in Figura 4.4 è riportata una fotografia in cui è ben visibile il Nastro N6 che trasporta il carbone verso i silos di caldaia).

4.3.2.2 Parco Carbone

Il parco carbone, di cui in Figura 4.7 è riportata una ripresa dal tetto dell'edificio che ospita la sala macchine, è di proprietà Enel Produzione ed è costituito da un'area di circa 55,000 m², ove può essere accumulato carbone fino ad un massimo di circa 450,000 t per un'altezza massima di circa 12 m. Parte del parco, pari a circa 12,700 m², sono concessi in locazione ad Edipower.

Il fondo è realizzato con terreno compattato mediante rullo vibrante; con pendenze orientate verso i due lati maggiori, lungo i quali sono state realizzate canalette di raccolta delle acque meteoriche.

Sugli altri due lati sono stati realizzati muretti di contenimento. Le acque provenienti dalle canalette sono convogliate a due vasche di decantazione realizzate in modo da intercettare anche eventuali materiali galleggianti. L'acqua viene raccolta in apposito serbatoio da 1000 m³ e riutilizzata per annaffiare il parco. Qualora nel transitorio si verificasse un esubero di acqua, è prevista la possibilità di inviarla all'ITAR (Impianto Trattamento Acque Reflue) della Centrale Edipower o, in alternativa, alle vasche di decantazione dell'impianto di evacuazione delle ceneri pesanti.

4.3.2.3 Serbatoi

Il parco combustibili liquidi di proprietà Edipower ha una capacità nominale di stoccaggio di oltre 100,000 m³, i cui elementi principali sono:

- No. 2 serbatoi a tetto galleggiante da 50,000 m³/cad (uno di tali serbatoi è ben visibile in Figura 4.4);
- No. 1 serbatoio a tetto fisso da 240 m³ per lo stoccaggio del gasolio.

4.3.2.4 Consumi

I consumi orari di combustibile previsti per ogni sezione sono i seguenti:

- olio combustibile: circa 70 t/h;
- carbone: circa 110 t/h (con riferimento al carbone Sudafricano).

Limitatamente alle fase di avviamento delle sezioni termoelettriche possono essere impiegate modeste quantità di gasolio.

I consumi complessivi di combustibile dal 1995 ad oggi sono riassunti nella seguente tabella (Edipower, 2003b).

	Anni								
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003 ⁽¹⁾
<i>Consumo di Olio Combustibile (t x 1000)</i>	1,018	762	484	608	178	53	20	15	15.1
<i>Consumo Carbone (t x 1000)</i>	1,136	1,560	1,395	603	0	140	672	681	504

Note:

(1) I dati relativi all'anno 2003 fanno riferimento al periodo compreso tra i giorni 1 Gennaio e 31 Agosto.

4.3.3 Stoccaggio e Movimentazione delle Ceneri

Il sistema di stoccaggio e movimentazione delle ceneri è costituito da due sezioni distinte (Eurogen, 2001):

- ceneri leggere;
- ceneri pesanti.

4.3.3.1 Ceneri Leggere

Le ceneri leggere costituiscono la parte preponderante (circa il 90%) delle ceneri prodotte durante il processo di combustione; esse sono costituite da particelle fini che, compatibilmente con le proprie caratteristiche fisiche (granulometria, peso specifico, ecc.), vengono trasportate dalla corrente dei gas di combustione.

Lungo il percorso dei gas, prima del precipitatore elettrostatico, parte delle ceneri leggere si deposita nei punti della caldaia dove il flusso subisce riduzioni di velocità o notevoli variazioni di direzione (le tramogge dell'economizzatore, dei ventilatori ricircolo gas, dei riscaldatori aria).

Il punto in cui si raccoglie il quantitativo più grande di ceneri è costituito dal precipitatore elettrostatico, sotto il quale è stato realizzato il maggior numero di tramogge; l'accumulo nelle tramogge a monte degli elettrofiltri avviene per decantazione, per cui la maggior parte delle ceneri viene in pratica raccolta nelle tramogge degli elettrofiltri.

L'estrazione delle ceneri leggere dalle tramogge è eseguita con impianto di evacuazione pneumatica in depressione; l'impianto è di tipo pneumatico completamente segregato ed è costituito da una sezione in aspirazione e, limitatamente ai soli gruppi 3-4, da una sezione di rilancio in pressione. La necessità della sezione di rilancio deriva dai limiti operativi in termini di distanza di trasporto insiti nella tipologia d'impianto in aspirazione.

La sezione in aspirazione è costituita per ogni gruppo da:

- valvole di presa ceneri all'uscita di ogni tramoggia;
- tubazioni di trasporto;
- sistema di separazione ceneri/aria di trasporto (cicloni e filtri a maniche in serie);
- esaustori meccanici.

La sezione di trasporto in pressione è costituita da:

- compressori;
- organi d'immissione delle ceneri nelle tubazioni di trasporto in pressione;
- tubazioni di trasporto.

Agli effetti del dimensionamento del sistema trasporto ceneri è stata considerata una portata oraria di 30 t/h per ogni gruppo, che è pari a circa il 200% della produzione teorica prevedibile: il sovradimensionamento costituisce un adeguato margine operativo volto allo scopo di garantire sempre la massima funzionalità ed efficienza degli elettrofiltri.

Lo stoccaggio delle ceneri in centrale è realizzato mediante due sili metallici chiusi della capacità unitaria di 2600 m³; i sili sono completi di filtri a maniche per la depolverazione dell'aria proveniente dai sili (aria del trasporto in pressione immessa nel silo) e da vari accessori dei sili stessi.

La produzione massima di ceneri leggere nella combustione del carbone è di circa 4.5 t/h per ogni sezione termoelettrica; le ceneri leggere accumulate nell'impianto di stoccaggio vengono conferite, per mezzo di autosili, ad imprese di produzione di cemento che le possono riutilizzare.

4.3.3.2 Ceneri Pesanti

Le ceneri pesanti sono costituite dalle scorie che vengono a formarsi durante la combustione del carbone, queste scorie provengono dai depositi che si formano sulle pareti della camera di combustione e sui tubi dei surriscaldatori e vanno ad accumularsi sul fondo della caldaia, in apposite tramogge che sono normalmente mantenute piene d'acqua di riciclo. Tali ceneri si accumulano nella tramoggia di fondo caldaia. L'evaporazione continua a cui è sottoposta l'acqua di mare nella tramoggia di fondo caldaia è compensata con l'integrazione di 5 t/h per sezione termoelettrica funzionante.

La miscela di acqua e cenere è inviata ad un unico complesso di decantazione comune alle sezioni termoelettriche, composto da (Eurogen, 2001):

- due sili decantatori di tipo Hydrobin;
- una vasca di decantazione;
- una vasca di sedimentazione.

L'impianto trasporto ceneri pesanti, di tipo idraulico, è costituito da un circuito chiuso comprendente (Eurogen, 2001):

- una tramoggia di fondo caldaia in carpenteria metallica, rivestita all'interno in refrattario, dotata di due uscite;
- due serrande d'intercettazione sulle uscite della tramoggia, due frantoi e due eiettori idraulici;
- un sistema di pompaggio acqua di trasporto: l'acqua viene prelevata dalle vasche di decantazione più avanti descritte ed inviate tramite tubazioni, agli eiettori idraulici;
- tubazioni di trasporto ai sili stoccaggio ceneri pesanti;
- pompe e tubazioni per il convogliamento del troppo pieno delle tramogge di fondo caldaia alle vasche di sedimentazione.

Lo stoccaggio delle ceneri è comune alle quattro unità della Centrale ed è costituito da due sili metallici della capacità unitaria di 1000 m³.

La produzione di cenere pesante nella combustione del carbone (ceneri 1%) è di 0.26 t/h circa per sezione termoelettrica funzionante. Le ceneri pesanti sono conferite al riutilizzo presso imprese di produzione calcestruzzi o laterizi, attraverso autotrasporto.

4.3.4 Sistemi Ausiliari Meccanici

I principali sistemi ausiliari meccanici dell'impianto esistente sono:

- l'opera di presa a mare;
- l'opera di scarico a mare;
- il sistema antincendio;
- il sistema aria servizi e aria strumenti.

4.3.4.1 Opera di Presa a Mare

L'opera di presa è comune per i quattro gruppi e deriva l'acqua da un bacino di calma realizzato sul mare in direzione Est-Ovest, con andamento pressoché parallelo alla costa.

Tale bacino, munito delle opportune pareti frangiflutti, ha il fondo a quota -5,50 m slm ed è delimitato da un molo costituito da cassoni prefabbricati in cemento armato, riempiti con calcestruzzo. Esternamente a tale molo è stata eretta una scogliera di protezione.

L'opera di presa è munita di griglie fisse e griglie rotanti; in essa sono installate otto pompe per l'acqua di circolazione (due per unità); ogni pompa ha portata pari a 5.25 m³/s ed aspira l'acqua da una propria cella indipendente.

Le tubazioni di mandata dell'acqua di circolazione (lunghezza circa 220 m), sono realizzate in acciaio al carbonio opportunamente rivestito e hanno diametro variabile fino ad un valore massimo di 2.1 m.

Per ogni unità le due tubazioni uscenti dalla cabina pompe si uniscono formando una unica tubazione per poi sdoppiarsi nuovamente in prossimità del condensatore e collegarsi alle due casse d'acqua ingresso.

All'uscita del condensatore le due tubazioni scaricano direttamente nel canale di scarico realizzato in cemento armato; lo sviluppo della parte comune alle quattro unità di detto canale è di circa 130 m. Le caratteristiche principali dell'opera di presa sono riportate in Tabella 4.1.

4.3.4.2 Opera di Scarico a Mare

L'opera di scarico, che è comune per le quattro unità, è costituita da una prima vasca a corna di diffusore, delimitata da una soglia di regolazione e da un bacino di scarico con fondo a quota -2.00 m slm, con orientamento Ovest-Est, alle cui estremità sono ubicate opportune pareti frangiflutti. Tale bacino è delimitato da un molo esterno in cemento armato, allineato con quello del bacino di calma dell'opera di presa.

La portata d'acqua di mare allo scarico è di 10.5 m³/s per ciascun gruppo ed avviene ad una distanza di circa 330 m dall'imbocco del bacino di calma dell'opera di presa, in un regime di corrente marina tale da evitare il ricircolo dell'acqua.

L'acqua di mare alla temperatura ambiente, aspirata dalle pompe di circolazione all'opera di presa viene restituita attraverso l'opera di scarico ad una temperatura aumentata di circa 8-9 °C.

4.3.4.3 Sistema Antincendio

L'impianto Antincendio esistente è costituito da:

- due autoclavi, ciascuna da 45 m³, riempite per un terzo con acqua dolce e per due terzi con aria compressa a 10 bar; le autoclavi provvedono alla pressurizzazione della rete antincendio ed all'erogazione immediata di acqua sulle apparecchiature incendiate, esse sono complete di sistema automatico di reintegro acqua e di pressurizzazione aria;
- un complesso di cinque pompe antincendio ad acqua di mare con avviamento da sala manovre (3 azionate da motore elettrico e 2 da motore diesel), aventi le caratteristiche seguenti:
 - portata 600 m³/h,
 - prevalenza 10 bar,
 - velocità di rotazione 1,470 giri/min;

le pompe sono sistemate nel locale pompe acqua di circolazione all'interno dell'opera di presa e possono funzionare in parallelo nel campo 20 ÷ 120% della portata di progetto;

- a rete di tubazioni per la distribuzione dell'acqua ai vari sistemi fissi di spegnimento, alle cassette idranti e agli idranti a colonna;
- impianti fissi di spegnimento ad acqua per:
 - trasformatori elettrici principali, ausiliari e di avviamento all'esterno della sala macchine,

- sistemi di trattamento olio turbina, tubazioni olio lubrificazione turboalternatori, serbatoi olio turbina ubicati in sala macchine,
- sistemi olio tenuta idrogeno (in sala macchine),
- giunti idraulici pompe alimento (in sala macchine),
- pompe olio combustibile e gasolio localizzate nella cabina pompe nafta,
- riscaldatori aria rigenerativi ubicati nel locale caldaie,
- serbatoi gasolio gruppi elettrogeni e motopompe antincendio,
- impianti fissi di raffreddamento per serbatoi olio combustibile da 50,000 m³;
- impianti fissi di allagamento per fosse bombole idrogeno;
- impianti fissi di spegnimento a schiuma per serbatoi olio combustibile;
- idranti per le seguenti zone:
 - parco combustibili liquidi e aree annesse,
 - piazzali esterni fabbricati,
- cassette idranti all'interno di:
 - sala macchine,
 - edifici caldaie,
 - torre di trasferimento sistema trasporto carbone,
 - fabbricati vari;
- impianti di rivelazione incendio per l'intervento degli impianti di spegnimento automatico e per la sola segnalazione in altre aree.
- impianto antincendio a CO₂ per i mulini carbone;
- stazioni mobili con estintori a polvere e a CO₂ opportunamente dislocati;
- automezzo antincendio che di norma staziona in sala macchine.

4.4 ASPETTI AMBIENTALI RELATIVI ALLA CENTRALE EDIPOWER DI BRINDISI

4.4.1 Emissioni in Atmosfera

Le emissioni gassose determinate dal funzionamento della Centrale sono principalmente dovute al funzionamento dei 4 gruppi per la generazione di energia elettrica. Ogni gruppo è dotato di elettrofiltro ed il relativo camino è attrezzato per la misura in continuo delle emissioni.

4.4.1.1 Inquinanti Convenzionali

La combustione di olio combustibile e carbone determina l'emissione dei seguenti principali inquinanti:

- SO₂;
- NO_x;
- polveri.

Nella seguente tabella sono riassunti le emissioni complessive di tali inquinanti dal 1995 al 2003 (Edipower, 2003b).

Inquinante		Anni								
		1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003 ⁽⁴⁾
SO ₂	t	37,060	33,520	28,892	12,661	1,183	910	2352 ⁽¹⁾	2,345 ⁽¹⁾	1,136
NO _x	t	23,390	21,810	19,269	8,719	409	1,257	3,636 ⁽²⁾	3,258 ⁽²⁾	1,527
Polveri	t	843	681	1,351	1,072	51	54	134 ⁽³⁾	121 ⁽³⁾	65

Note:

- (1) Valore massimo consentito 2,400 t/anno (Decreto MICA 111/2000)
- (2) Valore massimo consentito 3,800 t/anno (Decreto MICA 111/2000)
- (3) Valore massimo consentito 200 t/anno e 380 t/biennio (Decreto MICA 111/2000)
- (4) I dati relativi all'anno 2003 fanno riferimento al periodo compreso tra i giorni 1 Gennaio e 31 Agosto

La riduzione delle emissioni degli inquinanti negli ultimi anni è dovuta, oltre che al funzionamento parziale dell'impianto, anche alla riduzione delle emissioni specifiche (Edipower, 2003b).

ANNO	Prod. Lorda GWh	SO ₂			NO _x		POLVERI	
		S % olio- (carbone)	Quant. t	Fatt. di Emiss. t SO ₂ /GWh	Quant. t	Fatt. di Emiss. t NO _x /GWh	Quant. t	Fatt. di Emiss. t Polveri/GWh
1995	7,883	1.08(0.73)	37,060	4.70	23,390	2.97	843	0.11
1996	7,851	0.88(0.75)	33,520	4.27	22,210	2.83	681	0.09
1997	5,935	1.24(0.66)	28,983	4.88	19,269	3.25	1,351	0.23
1998	4,315	0.51(0.6)	12,661	2.93	8,719	2.02	1,072	0.25
1999	732	0.29	1,183	1.62	409	0.56	50	0.07
2000	549	0.31(0.17)	910	1.66	1,257	2.29	55	0.10
2001	1,576	0.27(0.18)	2,352	1.49	3,636	2.31	134	0.09

	Prod. Lorda	SO ₂			NO _x		POLVERI	
		S %	Quant.	Fatt. di Emiss.	Quant.	Fatt. di Emiss.	Quant.	Fatt. di Emiss.
ANNO	GWh	olio- (carbone)	t	t SO ₂ / GWh	t	t NO _x / GWh	t	t Polveri /GWh
2002	1,524	0.25(0.19)	2,345	1.54	3,258	1.91	121	0.08
2003 ⁽¹⁾	1,151	0.27(0.12)	1,136	0.99	1,527	1.33	65.2	0.06

Note:

(1) I dati relativi all'anno 2003 fanno riferimento al periodo compreso tra i giorni 1 Gennaio e 31 Agosto.

4.4.1.2 Microinquinanti

Il Decreto MICA 111/2000 del 28 Luglio 2000 di autorizzazione alla prosecuzione dell'esercizio della Centrale di Brindisi ha previsto l'effettuazione di una campagna di monitoraggio dei microinquinanti nelle emissioni in atmosfera.

La campagna di monitoraggio è stata eseguita, su incarico di Eurogen, dal Laboratorio di Piacenza di Enel Produzione nel Dicembre 2001 (Enel Produzione, 2002a).

Nel seguito del paragrafo sono descritti i risultati ottenuti durante la campagna e i relativi confronti con i limiti di legge, così come riportati nella relazione tecnica predisposta dal Laboratorio (Enel Produzione, 2002b).

La scelta dei microinquinanti da determinare al fine della caratterizzazione delle emissioni è stata effettuata in accordo al criterio di quantificare le sostanze, tra quelle indicate dalla normativa, di cui si può supporre la presenza nelle emissioni della centrale in concentrazioni di qualche interesse in rapporto ai limiti di legge ed ai combustibili utilizzati.

Per impianti alimentati a carbone o miscela olio/carbone si procede di norma con le seguenti determinazioni:

- arsenico, berillio, cromo(VI), cobalto, nichel respirabile e insolubile, benzo(a)antracene, benzo(b)fluorantene, benzo(j)fluorantene, benzo(k)fluorantene, benzo(a)pirene, dibenzo(a,i)pirene (sostanze cancerogene e/o teratogene);
- cadmio, mercurio, tallio, selenio, nichel, cromo (III), manganese, piombo, rame, stagno, vanadio (sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polvere);
- sostanze organiche volatili;

- ammoniaca;
- bromo e i suoi composti, fluoro e i suoi composti, cloruri (sostanze inorganiche che si presentano prevalentemente sotto forma di gas o vapore);
- quarzo in polvere, se sotto forma di silice cristallina (sostanze organiche che si presentano prevalentemente sotto forma di polvere).

Come richiesto dall'Autorità di controllo, inoltre, si è proceduto alla determinazione anche di:

- indeno(1, 2, 3-cd)pirene, dibenzo(a,h)antracene, dibenzo(a,e)pirene, dibenzo(a,h)pirene, dibenzo(a,l)pirene;
- PCDD/PCDF.

Durante le misure l'unità termoelettrica è stata condotta in condizioni stazionarie e nel tipico assetto di esercizio. Sono stati effettuati due campionamenti (1+replicato) ed analisi su tutti i parametri previsti. Al fine di fornire un corredo informativo ai risultati delle prove eseguite, nel corso di ciascuna prova sono stati misurati e registrati i parametri di funzionamento della sezione termoelettrica (potenza generata, portate combustibile, temperatura fumi, ecc.) e sono stati altresì resi disponibili i valori delle concentrazioni di inquinanti convenzionali; biossido di zolfo, ossidi di azoto, monossido di carbonio, particolato, oltre che dell'ossigeno necessario alla loro normalizzazione.

Durante la campagna di misure sono stati prelevati 3 campioni rappresentativi del carbone utilizzato: uno all'inizio, uno a metà ed uno alla fine del periodo di prova, per l'analisi del contenuto di tutti i microinquinanti inorganici per i quali è stata prevista la determinazione nelle emissioni. Su una miscela di campioni sono state eseguite anche le analisi chimico-fisiche tipiche (analisi elementare: C, H, N, S, O; umidità, ceneri, potere calorifico, ecc.).

I risultati delle analisi condotte hanno evidenziato un ampio rispetto dei limiti normativi. In particolare:

- le concentrazioni dei metalli sono risultate dell'ordine dello 0.5% dei limiti di legge;
- la concentrazione di nichel respirabile è risultata inferiore allo 0.1% del limite di legge;

- le concentrazioni dei fluoruri sono risultate pari a circa il 60% dei limiti di legge (rilevati 2.78 mg/Nm^3 rispetto al limite di 5 mg/Nm^3), mentre quelle dei cloruri sono risultate pari a circa il 4% del limite di legge. Per i bromuri e per l'ammoniaca i valori misurati sono risultati pari a circa il 20% e lo 0.05% dei rispettivi limiti di legge;
- le concentrazioni di IPA sono risultati, in tutte le condizioni di esercizio indagate, inferiori a $0.01 \text{ } \mu\text{g/Nm}^3$, ossia inferiori allo 0.01% del limite di legge (pari a $100 \text{ } \mu\text{g/Nm}^3$);
- le concentrazioni di PCDD/PCDF, espresse come tossicità equivalente di 2, 3, 7, 8-TCDD, sono risultate inferiori allo 0.01% del limite di legge;
- le concentrazioni di sostanze organiche volatili sono risultate inferiori allo 0.01% del limite di legge.

4.4.1.3 Sistemi di Combustione e Trattamento Fumi

L'impianto è dotato dei seguenti apprestamenti tecnologici ai fini della limitazione delle emissioni.

Controllo della Combustione

Il controllo della combustione è determinante ai fini del contenimento delle emissioni di inquinanti.

Particolari cure sono quindi dedicate alla realizzazione delle condizioni migliori per la combustione, con speciale riguardo alle emissioni di NO_x.

Depolverazione dei Fumi e Sistemi di Accumulo Polveri-Tramogge

Ciascuna sezione è dotata di precipitatore elettrostatico per la captazione delle ceneri prodotte dalla combustione, che sono raccolte in apposite tramogge ed inviate al relativo sistema di evacuazione e stoccaggio.

Inoltre, lungo il percorso dei fumi, dove i condotti hanno un allargamento di sezione e/o un cambiamento di direzione, sono disposte tramogge di accumulo in cui le polveri trascinate dai fumi precipitano per gravità.

Tramogge sono presenti sul fondo della camera di combustione, sul fondo del 2° giro di caldaia, sotto i preriscaldatori d'aria e sul fondo del camino.

Le tramogge sono periodicamente svuotate tramite apposito sistema di evacuazione pneumatico e le ceneri inviate ai silos di stoccaggio.

Dispersione dei Fumi

Al fine di ottimizzare la dispersione dei fumi in atmosfera (Eurogen, 2002), l'impianto è stato realizzato con due coppie di ciminiere multiflusso (una coppia per ogni due sezioni), di altezza 60 m (la massima consentita a causa della vicinanza dell'Aeroporto di Brindisi), che garantiscono:

- un'unica massa calda ascensionale di gas per ogni coppia di sezioni. A parità di ogni altra condizione, in conseguenza della correlazione esistente tra massa di gas caldi emessi dall'impianto e altezza raggiunta dal pennacchio, la dispersione ottenuta raggruppando camini è senz'altro migliore di quella ottenibile con i camini distanti l'uno dall'altro;
- una velocità dei fumi allo sbocco in atmosfera decisamente elevata (fino a 40 m/s);
- una velocità allo sbocco indipendente dal numero di sezioni funzionanti (camino multiflusso).

4.4.1.4 Procedure di Esercizio per la Prevenzione dell'Inquinamento Atmosferico

La Centrale, in aggiunta a quanto precedentemente descritto, è dotata di un sistema di controllo della qualità dell'aria per la vigilanza e la prevenzione dell'inquinamento a livello del suolo indotto dall'esercizio dell'impianto.

Dal 31 Dicembre 1994 sono in funzione i sistemi continui di monitoraggio delle emissioni nell'atmosfera.

La rete di rilevamento della qualità dell'aria della centrale Termoelettrica di Brindisi è integrata con quella della centrale "Federico II" (di proprietà Enel S.p.A.) e costituisce un unico sistema di rilevamento nell'area ove sono ubicate le due centrali. La rete è descritta in dettaglio nel successivo paragrafo.

In particolare per la prevenzione dell'inquinamento atmosferico è applicato un modello di intervento operativo che, legato a particolari situazioni chimiche e meteorologiche rilevate dalla rete e riferibili all'impianto, prevede che siano tempestivamente attuate una o più delle seguenti azioni:

- innalzamento della temperatura fumi al camino;
- uso di combustibili a più basso tenore di zolfo;
- riduzione di carico.

4.4.1.5 Rete di Rilevamento della Qualità dell'Aria

Sul territorio di Brindisi esiste una rete dedicata per il rilevamento della qualità dell'aria (RRQA), costituita da 10 postazioni di misura. Le postazioni 3, 4 e 5 sono riferite alla centrale di Brindisi, mentre le postazioni 0, 1 e 2 sono in comune con la centrale "Federico II" di Enel Produzione.

La postazione 0 è attrezzata per la misurazione dei dati meteorologici, mentre le grandezze misurate nelle postazioni chimiche sono:

- SO₂;
- NO_x;
- polveri.

I dati di rilevamento sono resi disponibili alla Provincia di Brindisi, all'ASL di Brindisi, al Comune di Brindisi, ai Comuni di S.Pietro V.co, Cellino S.M. e Torchiarolo. In particolare vengono notificati i dati relativi a:

- per ciascuna unità termoelettrica (dati orari e giornalieri):
 - potenza,
 - portate di combustibile e percentuale di zolfo;
- per ciascuna postazione di misura presente sul territorio:
 - valori medi giornalieri di SO₂ e polveri,
 - medie orarie di NO_x.

4.4.2 **Uso e Smaltimento delle Acque**

L'utilizzo di acque nell'impianto è prevalentemente riconducibile agli usi industriali (produzione di vapore e sistemi di condensazione e raffreddamento). Minori quantità di acqua sono richiesti per gli utilizzi igienico-sanitari.

Si noti che da vari anni è in atto il riutilizzo totale delle acque di processo. In sintesi a quanto indicato nel seguito del Paragrafo, in Figura 4.6 è riportato il bilancio idrico della Centrale relativo all'anno 2002.

4.4.2.1 Prelievi Idrici

Nella seguente tabella sono riassunti i dati relativi ai prelievi idrici relativamente al periodo 1997-2003 (Edipower, 2003b).

Prelievi di Acqua per Uso Industriale	UdM	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003⁽¹⁾
da fiume	m ³ x 1,000	0	0	0	0	0	0	0
da pozzo	m ³ x 1,000	0	0	0	0	0	0	0
da acquedotto	m ³ x 1,000	70	73	90	71	58	46	25
da mare per uso diretto	m ³ x 1,000	862,000	767,000	293,000	162,000	306,000	311,000	239,400
da mare dissalata	m ³ x 1,000	519	420	485	316	379	275	181
recupero interno	m ³ x 1,000	342	295	196	135	198	203	109

Note:

- (1) I dati relativi all'anno 2003 fanno riferimento al periodo compreso tra i giorni 1 Gennaio e 31 Agosto.

Acqua di Raffreddamento (Prelievi a Mare)

La portata massima di acqua di mare impiegata per la condensazione del vapore del ciclo termico nei condensatori principali e per il raffreddamento dei macchinari della centrale è di circa 42 m³/s (10.5 m³/s per ciascuna sezione).

Altri Prelievi

In conseguenza del riutilizzo totale delle acque di processo e della raccolta di acque piovane avvenuta negli ultimi anni, sono stati sostanzialmente azzerati i prelievi idrici da acquedotto, che fino al 1997 erano decisamente elevati.

Raccolta e Trattamento Acque

La Centrale di Brindisi è caratterizzata dalle seguenti tipologie di scarichi idrici interni all'impianto:

- acque acide o alcaline;
- acque inquinabili da oli;
- acque sanitarie;
- acque meteoriche.

Tali acque, raccolte e debitamente trattate, sono totalmente riutilizzate all'interno della centrale.

Acque Acide o Alcaline

L'Impianto Trattamento Acque Reflue (ITAR) può ricevere i seguenti apporti:

- scarichi degli impianti di trattamento del condensato;

- scarichi degli impianti filtrazione condensato;
- lavaggi dei preriscaldatori dell'aria comburente;
- lavaggi chimici dei generatori di vapore;
- rigenerazione dei letti misti per la purificazione del distillato degli evaporatori.

L'impianto di trattamento (Eurogen, 2001), che ha una portata media di circa 50 m³/h (portata massima 300 m³/h), è costituito da sistemi di dosaggio dei reagenti, da vasche di neutralizzazione, chiarificazione e controllo finale pH e da un filtro rotativo sotto vuoto per la separazione dei fanghi.

L'acqua trattata è riutilizzata in sito.

Acque Inquinabili da Oli

Tali acque derivano da:

- spurghi e lavaggi di aree coperte, inquinabili da oli (essenzialmente la sala macchine);
- acque piovane provenienti dai bacini di contenimento dei serbatoi per oli combustibili e da aree scoperte interessate dal movimento dei combustibili;
- condense prodotte dal sistema di riscaldamento dell'olio combustibile pesante.

Normalmente tali acque sono esenti da qualsiasi sostanza inquinante: tuttavia, in via prudenziale, è stata considerata la possibilità, sia remota e dovuta a cause accidentali, di una presenza di oli minerali.

La rete di raccolta di tali acque è normalmente interessata da una portata di circa 25 m³/h; la portata può aumentare notevolmente in presenza di forti piogge.

Gli scarichi potenzialmente inquinati da oli sono preliminarmente disoleati in un apposito impianto (impianto primario); l'effluente è quindi inviato assieme agli scarichi acidi o alcalini ad un impianto (impianto secondario) di chiariflocculazione e neutralizzazione. Prima del trattamento gli scarichi oleosi sono accumulati in un serbatoio di stoccaggio (100 m³) al fine di sopperire alle punte in concomitanza di precipitazioni eccezionali. L'acqua trattata è riutilizzata in sito.

Acque Sanitarie

Gli effluenti provenienti dai servizi igienici, docce, ecc., dislocati in varie zone dell'impianto, vengono convogliati in diversi impianti di ossidazione totale a fanghi attivi. A causa della dislocazione necessariamente distribuita dei servizi igienici in ciascuna zona è installato un impianto di ossidazione, in modo da interessare la rete

fognante con acque già debitamente trattate (sono a recupero previo abbattimento per flocculazione ed igienizzazione con sistemi a lampade UV).

Acque Meteoriche

Le acque meteoriche dai pluviali delle zone coperte e dai piazzali sicuramente non inquinabili sono raccolte in una rete di fognatura separata e dirette ad un serbatoio in attesa di essere trattate. Le acque di prima pioggia (5 mm), raccolte separatamente in tre bacini di raccolta, sono totalmente recuperate dall'impianto di trattamento (ITAR).

4.4.2.2 Scarichi Idrici Esterni

L'unico scarico idrico esterno dell'impianto, in conseguenza del riutilizzo totale delle acque di processo e della raccolta di acque piovane di cui al paragrafo precedente, è costituito dall'acqua di mare impiegata per la condensazione del vapore del ciclo termico nei condensatori principali e per il raffreddamento dei macchinari della centrale.

L'acqua di mare è restituita al corpo idrico nelle stesse quantità dei prelievi, ma ad una temperatura superiore in relazione al calore assorbito. Inoltre, per limitare lo sviluppo di micro e macro organismi sulle superfici di scambio termico e all'interno del sistema (biofouling), in corrispondenza dell'opera di presa vengono aggiunte modeste quantità di additivi (biossido di cloro o ipoclorito di sodio). L'additivazione viene effettuata nei periodi critici di insediamento degli organismi (primavera), mediante dosaggio continuo di quantitativi molto ridotti di additivi (cloro additivato 0.5 ppm).

Nella seguente tabella sono riepilogate le quantità scaricate dalla Centrale nel periodo 1997-2003 (Edipower, 2003b).

Scarico Acque di Raffreddamento							
UdM	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003 ⁽¹⁾
m ³ x 1,000	862,000	767,000	293,000	162,000	306,000	311,00	239,400

Note:

(1) I dati relativi all'anno 2003 fanno riferimento al periodo compreso tra i giorni 1 Gennaio e 31 Agosto.

4.4.3 Produzione di Rifiuti Solidi

L'esercizio dell'impianto determina la produzione di differenti tipi di rifiuti, sia non pericolosi che pericolosi, smaltiti secondo quanto previsto dalla normativa vigente.

Nella seguente tabella sono riassunte le quantità di rifiuti prodotte dalla Centrale nel periodo 1997-2002.

Rifiuti	UdM	1997	1998	1999	2000	2001	2002
pericolosi	t	63	447	663	98	236 ⁽¹⁾	167 ⁽¹⁾
non pericolosi	t	17,548	9,370	103	890	24,681 ⁽²⁾	25,597 ⁽²⁾

Note:

- (1) Per gli anni 2001-2002 sono comprese le ceneri da olio.
 (2) Per gli anni 2001-2002 sono comprese le ceneri leggere e ceneri pesanti da carbone

Gli elevati quantitativi di rifiuti non pericolosi prodotti fino al 1998 sono principalmente dovuti alla grande quantità di ceneri leggere da carbone, come meglio indicato nella seguente tabella, in cui in cui sono indicati i quantitativi di cenere prodotti dalla centrale nel periodo 1995-2002.

	Anni							
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
<i>Ceneri da Olio (t)</i>		0	0	393	651	30	226	109
<i>Ceneri Leggere da Carbone (t)</i>	142,129	172,307	160,428	84,416	555	8,354	23,870	24,393
<i>Ceneri Pesanti da Carbone (t)</i>			12,417	7,229	0	26	251	905

La netta diminuzione della produzione delle ceneri è dovuta, oltre che al ridotto funzionamento della centrale, anche alla tipologia di carbone utilizzato. Le ceneri prodotte dalla combustione del carbone, in funzione della tipologia del carbone stesso, risultano normalmente comprese tra l'1% e il 10% del combustibile.

Il carbone utilizzato attualmente (STZ, senza tenore di zolfo, con circa lo 0.1% di zolfo), si pone al limite inferiore di tale intervallo, producendo una quantità di ceneri pari a circa l'1% del combustibile.

4.4.3.1 Smaltimento delle Ceneri Leggere

Lo smaltimento delle ceneri leggere avviene per mezzo di autosili che conferiscono le ceneri prodotte dalla Centrale e stoccate in appositi sili ad imprese di produzione

di cemento. Essendo l'impianto di stoccaggio e movimentazione delle ceneri completamente chiuso, l'unico possibile passaggio critico del processo di smaltimento dei residui di combustione leggeri risulta essere la fase di carico degli automezzi per l'allontanamento delle ceneri (Eurogen, 2001).

Al fine di evitare la dispersione delle ceneri nell'ambiente, si ricorre a:

- umidificatori a tamburo rotante;
- maniche di carico telescopiche con aspirazione.

Gli umidificatori a tamburo rotante vengono utilizzati per il carico ad umido (contenuto di umidità di circa il 25%) delle ceneri su camion con cassone; queste apparecchiature sono costituite essenzialmente da:

- un organo di dosaggio cenere;
- una valvola di intercettazione acqua;
- un contenitore cilindrico rotante ad asse quasi orizzontale con all'interno una serie di lame raschianti fisse;
- ugelli nebulizzatori.

Il sistema opera in modo da ottenere una miscela acqua/cenere intima e costante, tale da garantire che il prodotto in uscita risulti totalmente esente da polvere. Dopo il caricamento, i cassoni dei camion vengono completamente chiusi con teloni in dotazione.

Le maniche telescopiche vengono utilizzate per il carico di ceneri secche su automezzi dotati di contenitori chiusi, del tipo utilizzato correntemente anche per il trasporto del cemento su strada.

Le maniche, che sono del tipo usato per il carico di cemento, sono costituite ciascuna da:

- una manica interna nella quale fluisce il materiale;
- una manica esterna, coassiale alla manica interna;
- un cono terminale al quale si intesta la manica esterna e che viene imboccato sull'apertura di carico del contenitore.

Il sistema opera in modo da mantenere in depressione l'intercapedine fra le due maniche ed il contenitore allo scopo di impedire eventuali perdite di polvere dalla zona di contatto fra cono terminale ed apertura del contenitore.

L'aria aspirata dall'intercapedine fra le due maniche viene inviata al filtro a maniche dei silii metallici.

Onde evitare spargimenti di ceneri nella zona di caricamento, le operazioni di carico avvengono all'interno di corsie racchiuse da pannellature laterali in alluminio preverniciato e da chiusure alle due estremità con elementi in gomma atte a consentire il transito degli automezzi. Al centro di ogni corsia di carico è realizzata una canaletta di raccolta delle acque di lavaggio della corsia, le quali vengono convogliate mediante pompe di sollevamento alle vasche di decantazione del sistema ceneri pesanti più avanti descritte.

Nei pressi dei silii è stato realizzato un impianto di lavaggio per la pulizia degli automezzi per impedire fenomeni di sporco sia all'interno che all'esterno della centrale; l'acqua proveniente da questo impianto viene convogliata alla vasca decantazione dell'impianto ceneri pesanti più avanti descritto.

4.4.3.2 Smaltimento delle Ceneri Pesanti

Come per le ceneri leggere, lo smaltimento delle ceneri pesanti avviene per mezzo di automezzi che le conferiscono al riutilizzo presso imprese di produzione calcestruzzi o laterizi, attraverso autotrasporto.

Lo stoccaggio delle ceneri è comune alle quattro unità della Centrale ed è costituito da due silii metallici della capacità unitaria di 1000 m³.

Tali silii provvedono anche alla separazione dell'acqua di trasporto, che viene sfiorata dal troppo pieno dei silii medesimi; prima del carico delle ceneri su camion viene effettuato il drenaggio del silio a portata limitata, attraverso appositi scarichi laterali ed inferiori; l'acqua sia di sfioro sia di drenaggio affluisce alle vasche di decantazione. Le vasche sono due in serie, di capacità atta a garantire un'adeguata decantazione del solido in sospensione; la seconda vasca costituisce anche serbatoio di aspirazione delle pompe trasporto ceneri pesanti.

I solidi raccolti sul fondo delle due vasche vengono convogliati meccanicamente in pozzetti da cui apposite pompe provvedono all'invio ai silii.

Alle vasche di decantazione affluiscono saltuariamente le acque di lavaggio delle corsie di carico dei silii ceneri pesanti, ove è realizzata una canaletta di raccolta convogliata alle medesime pompe di sollevamento delle acque provenienti dalle corsie di carico silii ceneri leggere, precedentemente citate.

4.4.4 Problematiche relative all’Inquinamento di Terreni ed Acque di Falda (DM 471/99)

La Legge 9 Dicembre 1998 No. 426 ha individuato i siti nei quali effettuare gli “interventi di bonifica di interesse nazionale”. Fra i siti individuati è compresa l’area industriale di Brindisi, nel cui ambito ricade l’area della Centrale.

In applicazione della predetta legge, con successivo DM del 10 Gennaio 2000 sono state individuate “*le aree da sottoporre ad interventi di caratterizzazione e, in caso di inquinamento, ad attività di messa in sicurezza, bonifica ripristino ambientale e monitoraggio*”. In sede di Conferenza dei Servizi del 28 Marzo 2000, ai sensi di quanto disposto dall'art. 15 del DM 471/99, il Ministero Ambiente ha richiesto ai titolari delle aree ricomprese nella perimetrazione definita dal DM 10 Gennaio 2000, la presentazione del Piano di Caratterizzazione e dei progetti preliminari e definitivi di bonifica.

In data 16 Giugno 2000, Edipower (all'epoca Eurogen) ha comunicato al Ministero Ambiente l'impegno a presentare il Piano di Caratterizzazione conforme ai criteri ed ai contenuti definiti all'allegato 4 al DM 471/99.

Nel Maggio 2000 Edipower (all'epoca Eurogen) ha affidato alla società ENEL Hydro una campagna di indagine preliminare sui terreni della centrale Termoelettrica di Brindisi, che ha riguardato la realizzazione di 6 sondaggi ed il prelievo di campioni di terreno nei primi 5-7 metri della successione stratigrafica, in posizioni scelte su indicazione del personale di centrale sulla presenza di alcune situazioni di potenziale interesse ambientale. Le analisi chimiche sui campioni di terreno hanno riguardato la determinazione quantitativa di:

- antimonio, arsenico, berillio, cadmio, cobalto, cromo totale, cromo esavalente, mercurio, nichel, piombo, rame, selenio, vanadio, zinco;
- cianuri liberi;
- composti aromatici, composti aromatici policiclici;
- fenoli;
- policlorobifenili;
- idrocarburi leggeri e idrocarburi pesanti;
- amianto.

In tutti i campioni i dati analitici sono risultati inferiori alle rispettive concentrazioni limite indicate nell'Allegato 1 del DM 25 Ottobre 1999, n. 471, Tab.1, Colonna B “*Siti ad uso commerciale ed industriale*”.

In data 13 Luglio 2001 Edipower ha trasmesso al Ministero Ambiente il Piano di Caratterizzazione dello stato qualitativo dei suoli e delle acque afferenti all'area della Centrale di Brindisi, predisposto da Enel Hydro, con riferimento al DM 471/99 ed al DM 10 Gennaio 2000. Nel corso della Conferenza dei Servizi svoltasi il giorno 10 Gennaio 2002 il Ministero Ambiente ha richiesto l'integrazione del Piano di Caratterizzazione.

Nei primi mesi del 2002 Enel Hydro ha integrato il Piano al fine di ottemperare alle prescrizioni impartite dal Ministero dell'Ambiente e contenute nel verbale della Conferenza dei Servizi del 10 Gennaio 2002 (verbale trasmesso in data 21 Gennaio 2002 e ufficializzato in data 28 Maggio 2002). Il piano revisionato, trasmesso da Edipower (all'epoca Eurogen) il 19 Aprile 2002 al Ministero Ambiente ed agli altri Enti competenti, prevede la realizzazione di una rete di controllo della falda superficiale costituita da 16 piezometri e l'esecuzione di 63 verticali di campionamento per la caratterizzazione dei terreni della centrale.

Nei primi mesi del 2002 Edipower ha ceduto ad Enel Produzione parte del parco combustibili, ed in particolare il carbonile, un serbatoio da 100,000 m³ e due serbatoi da 50,000 m³. Di tale divisione è stata data comunicazione al Ministero Ambiente in occasione della Conferenza dei Servizi svoltasi il giorno 3 Ottobre 2002. In tale sede Enel Produzione ha comunicato al Ministero la propria accettazione del Piano di Caratterizzazione predisposto a cura Eurogen e confermato l'impegno a dare attuazione al Piano per le aree di propria competenza.

Il Piano di Caratterizzazione è stato approvato dal Ministero Ambiente nell'ambito della Conferenza dei Servizi del 3 Ottobre 2002 (verbale ufficiale della CdS inviato in data 14 Gennaio 2003), con alcune prescrizioni che riguardano principalmente:

- la realizzazione di due punti di indagine all'esterno dell'area di impianto, in area individuata a cura del Comune di Brindisi;
- la formalizzazione delle modalità adottate per la manutenzione, monitoraggio e verifica dello stato dei serbatoi;
- la verifica dello stato di integrità del sistema fognario e dei cunicoli tecnologici;
- l'obbligo di eseguire le controanalisi su almeno il 10 % dei campioni, secondo modalità da concordare con AUSL/BR1 (ora Arpa, Brindisi).

Nel corso del sopralluogo effettuato in data 14 Ottobre 2002, i tecnici del Comune di Brindisi hanno concordato con Edipower il posizionamento dei due punti di indagine all'esterno dell'area di impianto. Edipower ha predisposto il progetto per la realizzazione dei due piezometri e l'ha trasmesso al Comune di Brindisi. La realizzazione dei piezometri sarà a carico di Edipower, mentre il Comune ha la responsabilità dell'ottenimento delle autorizzazioni necessarie e della gestione successiva dei piezometri.

Nel corso di incontri svoltisi i giorni 17 Marzo 2003 e 5 Giugno 2003, Edipower e Enel Produzione hanno concordato gli aspetti economici, contrattuali ed esecutivi per le attività di Caratterizzazione e per l'adempimento delle prescrizioni formulate dal Ministero Ambiente in sede di approvazione del Piano. A seguito della divisione delle aree, i punti di indagine, compresi i due esterni alle aree di proprietà, sono attribuiti come segue:

- Edipower, 32 sondaggi e 10 piezometri;
- Enel Produzione, 33 sondaggi e 8 piezometri.

Nel corso dell'incontro svoltosi il giorno 18 Giugno 2003 presso Arpa Brindisi, sono stati individuati i punti in cui effettuare le indagini in contraddittorio con l'organo di controllo e definite le relative modalità operative.

Infine, nel mese di Luglio 2003, è stata avviata la gara per l'esecuzione delle attività di Caratterizzazione. L'attività è stata assegnata nel mese di Settembre 2003.

4.5 DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI DI TRASPORTO CARBONE DI ENEL PRODUZIONE PER L'APPROVVIGIONAMENTO DELLA CENTRALE DI CERANO

Enel Produzione ha in concessione la banchina di Costa Morena per ricevere il carbone e l'orimulsion destinati alla Centrale Termoelettrica "Federico II", ubicata in località Cerano a circa 12 km di distanza.

Il trasporto del carbone dalla banchina alla Centrale di Cerano prevede l'utilizzo dei seguenti impianti (si vedano le Figure 4.7 e 4.8):

- l'impianto di scarico sulla Banchina di Costa Morena;
- l'impianto di trasporto dalla banchina al parco carbone interno alla Centrale Edipower;
- l'impianto di trasporto verso la Centrale "Federico II", che dista oltre 10 km, ed il relativo asse attrezzato.

4.5.1 Banchina di Costa Morena

La banchina di Costa Morena (Autorità Portuale di Brindisi, 2002a) è attrezzata per ricevere navi tipo "panamax" (60,000 DWT circa) per il trasporto del carbone e navi tipo "aframax" (80,000 DWT circa) per il trasporto dell'olio combustibile. Lo scarico del carbone avviene per mezzo di due scaricatori, uno a benna e l'altro a

coclea, mentre lo scarico dell'olio combustibile avviene per mezzo di manichette mobili connesse ad una pipe line.

Il tratto della banchina di Costa Morena interessato alle infrastrutture di scarico delle navi carboniere è di circa 250 m a partire dalla testa del molo, in cui sono installati (Eurogen, 2001):

- uno scaricatore a benna a braccio sollevabile avente una potenzialità nominale di 750 t/h;
- uno scaricatore a coclea da 1500 t/h di Enel Produzione;
- il tratto iniziale dell'impianto di trasporto del carbone verso la Centrale di Brindisi (Nastro N1) e la relativa torre di rinvio T2.
- No. 2 camerette valvole per la discarica delle petroliere e tubazione oleodotto di collegamento con i serbatoi del deposito interno alla centrale.

In Figura 4.7 è riportata una fotografia in cui è visibile il Molo di Costa Morena.

Lo scaricatore a benna ha una portata all'argano di circa 20 t a cui corrisponde un tempo di ciclo di 45 s ed una capacità di benna di 12 m³. I due scaricatori sono mobili su rotaie lungo i 250 m sopracitati: essi caricano i nastri della banchina (N1) tramite ponti muniti di nastro trasportatore, solidali agli scaricatori stessi e scorrevoli con questi. I due ponti hanno un franco minimo di 8 m riferito al piano del molo.

Il flusso del carbone in ciascuna macchina avviene attraverso i seguenti organi:

- benna o coclea;
- tramoggia scarico benna;
- estrattore dalla tramoggia;
- nastro trasportatore su ponte solidale con lo scaricatore.

La benna del tipo a due valve provvede al prelievo del carbone dalle stive e al suo trasferimento alla tramoggia: l'operazione è discontinua con il tempo di ciclo sopraindicato.

La tramoggia costituisce un polmone necessario per consentire di alimentare a portata continua l'impianto di trasporto oltre, ovviamente, ad essere l'elemento di raccolta e convogliamento del carbone scaricato dalla benna. L'estrattore, del tipo vibrante, assicura una portata di alimentazione costante all'impianto trasporto carbone.

Il nastro trasportatore è necessario per il particolare lay-out della banchina, che prevede il sistema di trasporto carbone sistemato dal lato opposto della banchina rispetto agli scaricatori, allo scopo di rendere completamente disponibile l'area per lo stoccaggio di materiali di terzi: detto nastro provvede quindi ad una pura funzione di trasferimento al nastro fisso ubicato lungo la banchina.

Ciascun scaricatore è gestito da un operatore la cui cabina, condizionata è ubicata in posizione tale da assicurare all'operatore la migliore visibilità nell'area di lavoro.

4.5.2 Impianto di Trasporto del Carbone

L'impianto ha una potenzialità di 1500 t/h (Eurogen, 2001) verso la Centrale Edipower e di 3000 t/h verso la Centrale "Federico II". Il percorso planimetrico è evidenziato in Figura 4.3, mentre in Figura 4.7 sono riportate alcune fotografie in cui sono ben visibili nastri e torri.

L'impianto ha uno sviluppo complessivo di circa 2000 m ed è costituito da sette nastri trasportatori (N1, N2, N3, N4, N5, N6, N6A, N7, N9) e da cinque torri di trasferimento (T2, T3, T4, T5 e T18), tutti di Enel Produzione, tranne i nastri N6, N6A ed N7, di proprietà Edipower. In Figura 4.7 sono ben visibili il nastro N6 e gli impianti di banchina.

4.5.2.1 Nastri Trasportatori

Caratteristiche Tecniche

I nastri N1, N2, N4 e N6, in primo piano nella Foto 1 di Figura 4.7, sono costituiti ciascuno sostanzialmente da una struttura portante in carpenteria metallica, supportata a passi regolari da stilate, sulla quale sono sistemate le strutture secondarie portanti i rulli di andata e di ritorno; su questi ultimi scorrono rispettivamente il tratto di andata (carico di carbone) e di ritorno (vuoto) del tappeto in gomma ad anello chiuso che costituisce il trasportatore vero e proprio.

I nastri N3, N5, N7 non prevedono proprie strutture portanti: sono quindi realizzati con strutture secondarie direttamente sistemate rispettivamente sul pavimento del locale tramoggia di emergenza sul piano di scorrimento della macchina da messa e parco e ripresa dal parco sulla soletta del locale caricamento sili giornalieri.

Ciascun nastro è generalmente tenuto in tensione da un sistema a contrappeso, racchiuso in apposita gabbia di protezione pannellata.

I gruppi di trascinamento sono costituiti da motoriduttori ubicati all'interno delle torri. I nastri trasportatori sono racchiusi da apposita capottatura, più avanti descritta;

ai due lati della capottatura sono previste passerelle pedonali d'ispezione.
I tappeti in gomma hanno una larghezza di 1400 mm con una velocità di traslazione di circa 3 m/s; i rulli laterali delle stazioni di andata sono inclinati a 30°.

In corrispondenza delle testate di trasferimento fra due nastri successivi sono installati dispositivi di pulizia a lame multiple in materiale duro; il materiale raschiato viene scaricato sul nastro successivo; sono anche installati sistemi di abbattimento polveri ad umido, così come in corrispondenza di vagli e frantoi, descritti in dettaglio più avanti.

Caratteristiche Funzionali

Il nastro N1 è ubicato lungo la banchina e riceve il carbone dall'impianto scarico carboniere.

Il nastro N2 alimenta torre T18: da qui il carbone può andare verso la Centrale Federico II o attraverso il nastro N9 al parco presso la Centrale Edipower. Alla passerella del trasportatore N2 è appeso il tubo dell'oleodotto collegante la banchina con la Centrale.

Il nastro N3 provvede alla ripresa in emergenza del carbone da parco; in caso di indisponibilità della macchina da messa a parco e ripresa, esso trasferisce il carbone al nastro N4. Il nastro N 4 trasferisce il carbone dai nastri N9 e N3 alla Torre T4 posta in testa al parco carbone. Il nastro N3 può essere anche utilizzato per la sistemazione a parco tramite la macchina combinata del carbone scaricato dai camion nella tramoggia di emergenza.

Il nastro N5, ubicato lungo il parco carbone, è reversibile e trasferisce il carbone proveniente dal nastro N4 alla macchina da messa a parco e ripresa e quello proveniente dalla macchina al nastro N6.

Il nastro N6 può ricevere il carbone sia dal nastro N4 sia dal nastro N5 e lo trasferisce al nastro N6A e da questi al nastro N7.

Il nastro N7 provvede alla distribuzione del carbone ai sili giornalieri dei quattro gruppi.

4.5.2.2 Torri di Trasferimento

Torre T2

Questa torre è posta alla radice del molo di Costa Morena ed ha la funzione di trasferire il carbone dal nastro di banchina N1 al nastro N2.

È costituita da un edificio a tre piani costruito in carpenteria metallica pannellato nella parte superiore con alluminio preverniciato e chiuso in quella inferiore da pareti in cemento armato.

Nella parte inferiore dell'edificio (piano terra) sono installate, in apposito locale costruito interamente in cemento armato, le apparecchiature elettriche per l'alimentazione dei due scaricatori di banchina e del trasportatore N1. Tale locale è ventilato e convenientemente pressurizzato per impedire l'ingresso di polvere.

Nella torre sono installati un separatore magnetico, che ha lo scopo di eliminare eventuale materiale magnetico dal carbone ed un vaglio pulitore che ha lo scopo di eliminare i corpi estranei non ferrosi di grossa pezzatura dal carbone. I materiali scartati dal separatore e dal vaglio vengono convogliati in appositi cassoni sistemati all'esterno della torre tramite condotti in lamiera.

La torre è dotata di griglie di ventilazione in alluminio anodizzato con serrande di intercettazione manovrabili dall'interno. Le griglie sono previste sui lati Sud e Nord della torre.

Sul tetto della torre è prevista una serranda di scarico fumi da incendio, normalmente chiusa, avente una dimensione di 2 m x 2 m, con comando di sgancio manuale posto sul piano a quota + 6.50. Il lati Est e Ovest sono dotati di finestre in alluminio anodizzato con vetri retinati.

Torre T3

Questa torre, ubicata all'ingresso dell'impianto nel perimetro della Centrale, trasferisce il carbone dal nastro N9 (in arrivo da Torre 18) e dal nastro N3 (in arrivo dalla tramoggia di ripresa di emergenza) al nastro N4.

È costituita da un edificio a quattro piani in carpenteria metallica pannellato, nella parte superiore, con alluminio preverniciato e chiuso in quella inferiore da pareti in cemento armato. Le apparecchiature elettriche sono installate in un locale in cemento armato annesso alla torre debitamente ventilato e pressurizzato.

Nella torre sono installati due frantoi, dotati di by-pass, che hanno il compito di ridurre il carbone in arrivo dal molo ad una pezzatura massima di 50 mm ed un impianto di campionatura che ha lo scopo di prelevare automaticamente campioni rappresentativi di combustibile ai fini delle analisi di tipo merceologico. Anche questa torre è dotata di griglie di ventilazione con le stesse caratteristiche costruttive di quelle descritte per la torre T2.

Sul tetto sono previste due serrande scarico fumi da incendi, normalmente chiuse, con sgancio manuale. aventi una dimensione di 2 m x 2 m ciascuna. I lati Sud e Nord della torre sono dotati di finestre in alluminio anodizzato.

Torre T18

Questa torre è di nuova costruzione di proprietà di Enel Produzione. È stata posta tra torre T2 e torre T3, allo scopo di deviare il carbone sul nastro per la Centrale Federico II o sul nastro N9 per la Centrale Edipower.

Torre T4

Questa torre è posta tra i trasportatori N4, N5, N6 ed ha le stesse caratteristiche costruttive delle due torri descritte in precedenza. All'interno della torre sono installati un secondo separatore magnetico ed un secondo sistema di campionatura del carbone.

Entrambe le apparecchiature hanno lo scopo di trattare il carbone proveniente dal parco di stoccaggio. Sono previste griglie di ventilazione sui lati Ovest e est. Sui lati Sud e Nord sono previste finestre in alluminio anodizzato. E' prevista una serranda di scarico fumi da incendio con dimensioni di 2m x 2m, normalmente chiusa, con comando di sgancio manuale. I quadri elettrici sono ubicati in un locale ventilato con aria filtrata ed è tenuto in sovrappressione verso l'esterno. Nei pressi della torre è ubicato un fabbricato nel quale sono sistemate le apparecchiature di comando e controllo di tutto l'impianto; il fabbricato è in muratura ed è condizionato.

Torre T5

In questo caso non si tratta di una torre vera e propria, ma del prolungamento del vano a quota +50 circa, del generatore di vapore, ove sono ubicate il nastro N6A, il nastro N7 e le apparecchiature di carico dei sili giornalieri (bunkers). Tale prolungamento è sostenuto da quattro gambe indipendenti. La pannellatura (da quota + 49.9 a quota + 61.5) è in alluminio preverniciato uguale a quella del generatore di vapore. Il locale apparecchiature elettriche, previsto da quota +18 circa a quota +24, è chiuso da pannellature in alluminio. Il nastro N7 tramite quattro tramogge mobili su rotaia (trippers), alimenta i bunkers del generatore di vapore delle quattro sezioni.

Le aperture di scarico del carbone, ricavate sulle solette dei bunkers a lato delle vie di corsa di ciascuna tramoggia mobile, sono dotate di coperture continue di gomma, apribili localmente al passaggio dei trippers, atte ad impedire la fuoriuscita di polvere in ambiente.

4.5.3 Parco Carbone

Il parco carbone, situato in prossimità della Centrale Edipower di Brindisi, è costituito da un'area di circa 55,000 m², ove può essere accumulato carbone fino ad un massimo di circa 450,000 t per un'altezza massima di circa 12 m. Parte del parco, pari a circa 12,700 m², sono concessi in locazione ad Edipower.

Lungo l'asse maggiore del parco per tutta la lunghezza è sistemato il binario di scorrimento della macchina da messa a parco e ripresa; fra le due rotaie è sistemato il nastro reversibile N5.

La macchina da messa a parco e ripresa è costituita essenzialmente da (Eurogen, 2001):

- una struttura a cavalletto scorrevole sul binario di cui sopra;
- una struttura girevole sul cavalletto, sulla quale è articolato un braccio lungo circa 30 m;
- una ruota a tazze sull'estremità del braccio;
- un nastro trasportatore reversibile sistemato sul braccio.

In Figura 4.7 sono riportate una vista dall'alto del parco carbone e un particolare della macchina di messa a parco e ripresa, in cui è ben visibile la ruota a tazze posta sull'estremità del braccio della macchina.

Durante la fase di ripresa il carbone viene prelevato dal parco mediante la ruota a tazze, la quale carica il nastro reversibile sito sul braccio, che a sua volta trasferisce il carbone sul nastro del parco; durante la fase di messa a parco il nastro del parco, tramite un opportuno rinvio, alimenta il nastro reversibile sul braccio, che provvede a scaricare il carbone direttamente sul parco.

Il funzionamento della macchina è gestito da un operatore, la cui cabina condizionata è ubicata sull'estremità del braccio in modo da assicurare la migliore visibilità nell'area di lavoro. Nei pressi della Torre T3 nel perimetro del parco carbone è sistemata una tramoggia avente lo scopo di consentire l'alimentazione dei bunkers in caso di disservizio della macchina combinata. La tramoggia, realizzata in cemento armato, è interrata con filo superiore alla quota del fondo del parco; il carbone in questo caso viene spinto nella tramoggia mediante bulldozer.

Un nastro trasportatore sotterraneo N3, alimentato da un nastro estrattore E3, provvede al trasferimento del carbone alle linee dei trasportatori verso i bunkers.

4.5.4 Asse Attrezzato

Il trasferimento del carbone dall'area portuale di Brindisi alla Centrale Federico II di Cerano avviene mediante l'asse attrezzato dei convogliatori a nastro, che accoglie anche la pipe line per alimentare due dei quattro gruppi della Centrale di Enel Produzione.

La lunghezza dell'asse attrezzato è superiore ai 10 km.

In Figura 4.8 sono riportate (Autorità Portuale di Brindisi, 2002a):

- una ripresa aerea dell'asse attrezzato per il trasporto del carbone, immediatamente a Sud dello stabilimento petrolchimico di Brindisi;
- una planimetria dell'area attraversata dall'asse attrezzato, nella quale sono indicati:
 - l'ubicazione del Pontile Enel,
 - l'ubicazione della Centrale Federico II di Cerano,
 - il tracciato dell'asse attrezzato per il trasporto di rinfuse che collega il Pontile Enel alla Centrale di Cerano.

5 CONFIGURAZIONE AUTORIZZATA DI IMPIANTO (AMBIENTALIZZAZIONE DEI GRUPPI 3 E 4)

Come evidenziato in precedenza (si veda il Paragrafo 2.4.2), è stato recentemente autorizzato (Decreto del Ministero delle Attività Produttive No. 011/2003 del 22 Settembre 2003) l'esercizio delle sezioni convenzionali 3 e 4 previo adeguamento tecnologico degli impianti. Il progetto di adeguamento, in corso di avanzata progettazione, prevede l'installazione di un sistema di denitrificazione dei fumi che sarà in grado di ridurre le emissioni specifiche, a parità di energia prodotta, rispetto alla situazione attuale. Edipower prevede che il sistema di denitrificazione dei fumi sulle due sezioni sia operativo per Ottobre/Novembre 2004.

Nel presente Capitolo, dopo una descrizione tecnica degli interventi in corso di realizzazione, sono effettuate alcune considerazioni relative agli aspetti ambientali della configurazioni autorizzate di esercizio dell'impianto, sia nell'assetto transitorio, nelle more dell'installazione del sistema di denitrificazione, che nella configurazione adeguata tecnologicamente.

5.1 INTERVENTI DI ADEGUAMENTO TECNOLOGICO

Le sezioni termoelettriche No. 3 e No. 4 sono in corso di ambientalizzazione: entro Ottobre/Novembre 2004 si prevede infatti di installare su entrambe le sezioni un impianto di denitrificazione catalitica dei fumi (DeNOx).

5.1.1 Caratteristiche dell'Impianto di Denitrificazione (DeNOx)

L'impianto DeNOx è costituito da due monoblocchi (uno per sezione) comprendenti i seguenti sistemi principali:

- sistema di scarico urea in soluzione acquosa al 50% (priva di formaldeide) da automezzi;
- sistema di stoccaggio urea in soluzione acquosa;
- sistemi di produzione di ammoniaca gassosa da urea in soluzione acquosa;
- sistemi di produzione aria riscaldata e di miscelazione con l'ammoniaca gassosa prodotta;

- sistema di reazione catalitica posto immediatamente a valle dell'economizzatore di caldaia, nel quale i fumi, additivati con ammoniaca gassosa diluita con aria, passano attraverso una massa di catalizzatore al fine di consentire la riduzione degli ossidi di azoto;
- sistemi ausiliari.

Il reattore catalitico sarà installato nella zona compresa tra la caldaia e il precipitatore elettrostatico, con i relativi condotti gas in ingresso (in uscita dalla caldaia) e uscita di collegamento con il riscaldatore d'aria rigenerativa, dotato di by-pass per ognuna delle linee di denitrificazione.

Sarà installato un by-pass dell'economizzatore, che consentirà di mantenere la temperatura del gas immesso superiore alla minima temperatura d'esercizio del catalizzatore ai bassi carichi e di anticiparne l'inserimento durante le fasi di avviamento.

5.1.2 Funzionamento

In Figura 5.1 è riportato lo schema a blocchi dell'impianto.

I gas prodotti in caldaia dalla combustione, vengono convogliati all'impianto di denitrificazione catalitica, inserito a valle economizzatore e a monte preriscaldatori aria (Ljungstroem).

Il processo di denitrificazione, del tipo a catalisi selettiva (SCR), consiste nel trasformare gli ossidi di azoto in azoto molecolare ed acqua, mediante l'iniezione di ammoniaca nei fumi a monte del reattore SCR ove sono alloggiati specifici catalizzatori disposti su più strati.

Essendo il DeNO_x diviso in due linee separate la cui portata fumi è ripartita equamente, anche i reattori SCR sono due per sezione, disposti verticalmente sopra i Lyungstrom. I reattori sono parallelepipedi di grandi dimensioni e arrivano quasi a pareggiare l'altezza dell'edificio caldaia (55.9 m).

L'impianto DeNO_x è dotato di una sezione comune ai due gruppi, adibita allo scarico e stoccaggio di urea in soluzione, e alla produzione di ammoniaca gassosa in sito.

L'ammoniaca viene prodotta per mezzo di reattori ad idrolisi a partire da una soluzione ureica al 50% priva di formaldeide e viene dosata in funzione della concentrazione di NO_x in uscita caldaia.

5.2 ASPETTI AMBIENTALI

La prosecuzione all'esercizio delle sezioni No. 3 e No. 4 della Centrale di Brindisi è consentita, previo adeguamento tecnologico, nel rispetto delle prescrizioni elencate al precedente Paragrafo 2.4.2.

Nel presente Paragrafo, nel rispetto di tali prescrizioni e in conformità a quanto indicato da Edipower (2003b, 2003c) in merito alle modalità previste di esercizio della Centrale nell'esercizio transitorio (nelle more dell'installazione del DeNOx) e nella configurazione adeguata tecnologicamente, sono evidenziati gli aspetti ambientali più significativi relativi alle configurazioni di esercizio autorizzate.

5.2.1 Esercizio Transitorio della Centrale (Autorizzato)

5.2.1.1 Prescrizioni relative all'Esercizio

Sulla base di quanto disposto dal Decreto Interministeriale 13 Giugno 2003, nelle more dell'installazione del DeNOx è consentito l'esercizio delle sezioni 3 e 4, una di riserva all'altra, sino al 31 Dicembre 2004 e con i seguenti limiti di producibilità elettrica:

- anno 2003: sino a 1300 GWh;
- anno 2004: sino a 2400 GWh.

Inoltre, la sezione in esercizio deve rispettare i seguenti limiti alle emissioni, misurati in mg/Nm³ e tenore di ossigeno nei fumi pari al 6% (i limiti sono da calcolare come media mensile sulle ore di effettivo funzionamento):

- SO₂: 400 mg/Nm³;
- NOx: (calcolati come NO₂) 600 mg/Nm³;
- polveri: 35 mg/Nm³.

Per quanto riguarda il carbone da utilizzare quale combustibile, infine il Decreto prescrive di utilizzare carbone da vapore con tenore di zolfo in peso compreso tra 0.1% e 0.2% per tutto il periodo di esercizio.

5.2.1.2 Dati previsti di Esercizio

Sulla base dei dati forniti da Edipower (2003c), si prevede che nel periodo transitorio la sezione sarà esercita con una potenza lorda media di circa 305 MWe, cui corrisponde una potenza netta media di circa 280 MWe.

Con riferimento a tali condizioni, nella seguente tabella si riportano i principali dati di esercizio (valori medi orari) stimati da Edipower.

<i>Esercizio Transitorio: Dati Orari</i>			
<i>EMISSIONI</i>		<i>CONSUMO CARBONE E PRODUZIONE CENERI</i>	
<i>Inquinante</i>	<i>t/h⁽¹⁾</i>	<i>Cons./Prod.</i>	<i>t/h</i>
<i>SO₂</i>	0.41	Carbone	140
<i>NO_x</i>	0.62	Ceneri Leggere	4.28
<i>polveri</i>	0.04	Ceneri Pesanti	0.16
<i>BILANCI ENERGETICI</i>			
<i>Energia in Ingresso</i>		MWh	817
<i>Potenza Termica Smaltita in mare</i>		MWt	420
<i>Potenza lorda</i>		MWe	305
<i>Potenza netta</i>		MWe	277
<i>Rendimento</i>		%	33.9

Nota:

(1) Quantità calcolata sulla base dei valori di concentrazione al camino autorizzati e considerando una portata dei fumi pari a 1,035,000 Nm³/h.

In base alla tempistica prevista da Edipower l'esercizio transitorio dell'impianto dovrebbe concludersi entro Ottobre/Novembre 2004. Tuttavia, al fine di riportare dati facilmente confrontabili, nelle tabelle seguenti si riportano anche i valori medi annui, ipotizzando un funzionamento dell'impianto pari a 8,000 ore.

<i>Esercizio Transitorio: Valori Medi Annui</i>			
<i>EMISSIONI</i>		<i>CONSUMO CARBONE E PRODUZIONE CENERI</i>	
<i>Inquinante</i>	<i>t/anno</i>	<i>Cons./Prod.</i>	<i>t/anno</i>
<i>SO₂</i>	3280	Carbone	1,120,000
<i>NO_x</i>	4960	Ceneri Leggere	34,240
<i>polveri</i>	320	Ceneri Pesanti	1,280

<i>Esercizio Transitorio: Valori Medi Annui</i>		
<i>BILANCI ENERGETICI</i>		
<i>Energia in Ingresso</i>	GWh	6536
<i>Energia Smaltita in mare</i>	GWh	3360
<i>Energia Lorda Prodotta</i>	GWh	2440
<i>Energia Netta Prodotta</i>	GWh	2216

5.2.2 Esercizio Ambientalizzato della Centrale (Autorizzato)

5.2.2.1 Prescrizioni relative all'Esercizio

In sintesi a quanto indicato al Paragrafo 2.4.2, nel seguito sono riassunte le principali prescrizioni relative all'esercizio ambientalizzato delle sezioni 3 e 4 della Centrale di Brindisi (Decreto MAP No. 011/2003 del 22 Settembre 2003 e Parere del Ministero Ambiente No. 7610/VIA/2003 del 1° Luglio 2003).

Per quanto riguarda le emissioni in atmosfera di inquinanti, le sezioni in esercizio devono rispettare i seguenti limiti alle emissioni, misurati in mg/Nm³ e tenore di ossigeno nei fumi pari al 6% (i limiti sono da calcolare come media mensile sulle ore di effettivo funzionamento):

- SO₂: 400 mg/Nm³;
- NO_x: (calcolati come NO₂) 200 mg/Nm³;
- polveri: 35 mg/Nm³.

Inoltre le quantità complessive degli inquinanti emessi dalle due sezioni non possono superare le seguenti quantità complessive, su base settimanale e annuale:

Inquinante	tonnellate/settimana	tonnellate/anno
NO _x	34.78	1,656
SO ₂	69.55	3,312
polveri	6.09	290

Per quanto riguarda il combustibile, inoltre, deve essere inoltre assicurato l'utilizzo prevalente di carbone con tenore di zolfo in peso medio di circa 0.10 % e, comunque, non superiore allo 0.24% per tutto il periodo di esercizio e con contenuto di ceneri medio pari al 1 % e comunque non superiore al 1.5 %.

5.2.2.2 Dati previsti di Esercizio

La presenza di limiti massici (settimanali e annuali) sulle emissioni di inquinanti non consentirà di esercire la Centrale in modo costante. Saranno infatti probabili e sostanzialmente inevitabili ampie oscillazioni del carico della Centrale, sia nel breve periodo, a scala giornaliera, che a scala temporale più lunga (sarà infatti possibile alternare periodi con entrambi i gruppi in esercizio, a carico medio, a periodi con un solo gruppo in esercizio, anche al massimo carico). Inoltre, se richiesto e necessario, la Centrale potrà essere esercita con entrambi i gruppi al massimo carico per brevi periodi temporali (alcune decine di ore), cui dovranno seguire, necessariamente, periodi a basso carico.

Considerata la molteplicità degli scenari possibili, sulla base dei dati forniti da Edipower (2003c), nel seguito sono quindi riassunti:

- dati orari relativi al funzionamento di due gruppi al massimo carico. Tale situazione è rappresentativa delle condizioni più gravose di esercizio (che si possono verificare solo per brevi periodi);
- valori medi annuali.

Per quanto riguarda il funzionamento di due gruppi al massimo carico continuo, nella seguente tabella sono riassunti i dati principali di interesse.

<i>Esercizio Ambientalizzato: Valori Massimi Orari</i>			
<i>EMISSIONI</i>		<i>CONSUMO CARBONE E PRODUZIONE CENERI</i>	
<i>Inquinante</i>	<i>t/h⁽¹⁾</i>	<i>Cons./Prod.⁽²⁾</i>	<i>t/h</i>
<i>SO₂</i>	0.82	Carbone	280
<i>NO_x</i>	0.41	Ceneri Leggere	8.56
<i>polveri</i>	0.08	Ceneri Pesanti	0.32
<i>BILANCI ENERGETICI</i>			
<i>Energia in Ingresso</i>		MWh	1634
<i>Potenza Termica Smaltita in mare</i>		MWt	840
<i>Potenza lorda</i>		MWe	610
<i>Potenza netta</i>		MWe	554
<i>Rendimento</i>		%	33.9

Nota:

- (1) Quantità calcolati sulla base dei valori di concentrazione al camino autorizzati e considerando una portata dei fumi pari a 1,035,000 Nm³/h.
- (2) Con riferimento al carbone Adaro

Ipotizzando un funzionamento medio come quello di seguito riportato,

<i>Unità Termoelettrica</i>	<i>Funzionamento [ore]</i>	<i>Potenza Lorda [Mwe]</i>
Gruppo 3	6000	305
Gruppo 4	5500	200

a scala annuale il funzionamento della Centrale nell'assetto ambientalizzato può infine essere ipotizzato come segue (Edipower, 2003c).

<i>Esercizio Ambientalizzato: Valori Annuali</i>			
<i>EMISSIONI</i>		<i>CONSUMO CARBONE E PRODUZIONE CENERI</i>	
<i>Inquinante</i>	<i>t/anno</i>	<i>Cons./Prod.⁽¹⁾</i>	<i>t/anno</i>
<i>SO₂</i>	3,312	Carbone	1,335,000
<i>NO_x</i>	1,656	Ceneri Leggere	1,740
<i>polveri</i>	290	Ceneri Pesanti	46,902

Nota:

(1) Con riferimento al carbone Adaro

Per quanto riguarda il bilancio idrico, infine, in Figura 5.2 è riportato il bilancio nella configurazione autorizzata. Come si può osservare dal confronto con la Figura 4.6, in cui sono riportati i dati di consuntivo per l'anno 2002, le differenze sono minime e legate quasi esclusivamente ad un maggior prelievo (e restituzione) di acqua di mare.

6 DESCRIZIONE DEL PROGETTO DI RIPOTENZIAMENTO

Il ripotenziamento della Centrale Termoelettrica di Brindisi proposto da Edipower si articola in una serie di interventi il cui fine è quello di (Edipower, 2003a):

- aumentare la potenza producibile dall'impianto;
- ridurre l'impatto ambientale specifico;
- aumentare il mix dei combustibili usati dall'impianto.

I vincoli a cui è stato sottoposto il progetto di ripotenziamento, oltre a quelli strettamente di legge, sono:

- mantenimento della filosofia “zero discharge” riguardo allo sfruttamento dell'acqua;
- sfruttamento per quanto possibile delle strutture esistenti.

In particolare il ripotenziamento della Centrale sarà articolato negli interventi di seguito elencati (la planimetria di progetto è riportata in Figura 2.1):

- riavviamento del gruppo 1 a carbone, che verrà usato esclusivamente in sostituzione del gruppo 3 o del gruppo 4, mediante:
 - rimessa a nuovo di caldaia e turbina a vapore,
 - installazione di un denitrificatore catalitico,
 - installazione di un desolforatore;
- costruzione di un nuovo parco carbone che razionalizzi la gestione del combustibile ed abbatta significativamente la dispersione delle polveri durante le attività di stoccaggio;
- dislocazione e blindatura della sottostazione di alta tensione;
- costruzione di un ciclo combinato formato da:
 - due turbine a gas con i rispettivi generatori di vapore a recupero,
 - l'esistente una turbina a vapore del gruppo 2 che sarà oggetto di manutenzione straordinaria e modifiche per renderla idonea al funzionamento nel nuovo ciclo combinato (tale turbina avrà una potenza di circa 265 MWe). Il resto del gruppo 2 a carbone verrà smantellato.

Il progetto di ripotenziamento della Centrale comporta inoltre la realizzazione delle seguenti opere funzionali al collegamento con le reti nazionali elettrica e del gas (si veda la Figura 1.2):

- adeguamento del tratto di elettrodotto aereo di collegamento tra la Centrale e la stazione elettrica TERNA di Pignicelle, di circa 10 km di lunghezza, ubicato interamente all'interno del territorio comunale di Brindisi;
- realizzazione del tratto di metanodotto di collegamento alla rete nazionale, di lunghezza pari a 3.1 km, ubicato interamente all'interno dell'area industriale SISRI di Brindisi.

Connessa al progetto di ripotenziamento è infine la modifica all'opera di presa dell'acqua di mare necessaria per il raffreddamento del ciclo termico.

6.1 INTERVENTI SUI GRUPPI A CARBONE

6.1.1 Riavviamento del Gruppo No. 1 a Carbone

Il progetto di ripotenziamento della Centrale prevede il riavviamento dell'attuale sezione termoelettrica No. 1, attualmente non in funzione. Il gruppo No. 1, uguale ai gruppi No. 2, 3 e 4, sarà utilizzato esclusivamente come riserva ai gruppi 3 e 4, nel caso di fermo di uno di questi gruppi per manutenzione o per un guasto (Edipower, 2003a).

Il gruppo 2 verrà invece smantellato.

L'assetto ripotenziato delle sezioni convenzionali prevede pertanto il funzionamento in contemporanea di due gruppi, per un numero di ore complessivo stimato come segue (Edipower, 2003a):

- gruppo No. 1: 4,000 ore;
- gruppo No. 3: 6,000 ore;
- gruppo No. 4: 6,000 ore.

La somma delle ore di funzionamento reale dei gruppi 1, 3 e 4 sarà quindi pari a quella teorica dei soli due gruppi 3 e 4, ossia 16,000 ore (8,000 e 8,000).

Il riavviamento del gruppo No. 2 sarà preceduto dall'installazione di alcuni impianti volti a ridurre l'incidenza ambientale della sezione termoelettrica.

In particolare si prevede:

- l'installazione di un sistema di denitrificazione catalitica (DeNOx) identico a quello autorizzato per i gruppi 3 e 4;

- l'installazione di un impianto di desolfurazione (DeSOx) che garantirà alla Centrale di Brindisi una maggiore flessibilità nell'uso dei combustibili, consentendo di bruciare carboni anche con un basso tenore di zolfo (carboni senza zolfo saranno comunque quelli maggiormente utilizzati).

Questi apparati risulteranno essere le uniche parti aggiunte alla sezione termoelettrica: tutti i componenti esistenti saranno infatti riutilizzati, previa verifica e adeguata manutenzione degli stessi.

6.1.2 Il Denitrificatore

L'impianto denitrificatore che sarà installato sul gruppo 1 sarà uguale a quelli autorizzati nei gruppi 3 e 4 (Edipower, 2003a).

Il funzionamento dell'impianto, schematizzato in Figura 5.1, è nel seguito descritto: i gas prodotti in caldaia dalla combustione sono convogliati all'impianto di denitrificazione catalitica, inserito a valle dell'economizzatore e a monte dei preriscaldatori aria (Ljungstroem). Il processo di denitrificazione, del tipo a catalisi selettiva (SCR), consiste nel trasformare gli ossidi di azoto in azoto molecolare ed acqua, mediante l'iniezione di ammoniaca nei fumi a monte del reattore SCR ove sono alloggiati specifici catalizzatori disposti su più strati.

Essendo il Denox diviso in due linee separate la cui portata fumi è ripartita equamente, anche i reattori SCR sono due, disposti verticalmente sopra i Lyungstrom; i reattori sono parallelepipedi di grandi dimensioni e arrivano quasi a pareggiare l'altezza dell'edificio caldaia.

L'impianto Denox del gruppo 1 sarà alimentato dalla sezione comune ai gruppi 3 e 4 (oggi in fase di costruzione), adibita allo scarico e stoccaggio di urea in soluzione, e alla produzione di ammoniaca gassosa in sito: tale soluzione progettuale riflette la filosofia del ripotenziamento di Centrale, la quale prevede che il gruppo 1 funzioni solo qualora il gruppo 3 od il gruppo 4 siano spenti.

Maggiori dettagli relativi alle caratteristiche tecniche e di funzionamento dell'impianto denitrificatore sono riportati nel precedente Paragrafo 5.1.

6.1.3 L'Apparato Desolfatore

6.1.3.1 Descrizione Generale

L'impianto di desolfurazione (DeSOx) previsto per la Centrale di Brindisi è un sistema di desolfurazione ad umido denominato calcare-gesso che attualmente, in

ambito di produzione termoelettrica di caldaie di potenza, è il più utilizzato (Edipower, 2003a).

Tale sistema consente di abbattere l'SO₂ con un'efficienza di desolforazione del 96% e produrre gesso commerciale idoneo per essere utilizzato ai fini della realizzazione di manufatti in "cartongesso".

Il processo a calcare e gesso utilizza una sospensione acquosa di calcare che viene fatta riciclare in una torre di assorbimento (scrubber) alla quale vengono inviati i fumi da trattare. L'SO₂ presente reagisce con il calcare formando bisolfito di calcio, solubile in acqua.

Il bisolfito di calcio è in seguito ossidato a solfato di calcio insufflando aria nella soluzione di assorbimento in una zona ben definita dell'assorbitore. Il solfato di calcio, essendo un sale poco solubile, precipita nella soluzione e perciò può essere estratto tramite sistemi di separazione solido/liquido.

6.1.3.2 Funzionamento dell'Apparato Desolforatore

Gas Gas Heater

Prima dell'ingresso nell'assorbitore, i fumi sono raffreddati mediante il GGH (Gas Gas Heater), uno scambiatore rigenerativo statico, che ne porta la temperatura a 85°C per poi scaldarli nuovamente fino a 110°C (all'uscita dell'assorbitore).

I condotti fumi sono dotati di un sistema di eliminazione condense per evitare fenomeni corrosivi.

Assorbitore e Loop di Ricircolo

I fumi fanno il loro ingresso nella torre di assorbimento: risalendo la torre vengono lavati in controcorrente dalla pioggia di gesso prodotta da banchi di spruzzamento posti a diverse altezze e opportunamente nebulizzata.

Il gesso contenuto nel tank di ricircolo è tenuto agitato e in sospensione. La sospensione di calcare necessaria al processo è dosata all'assorbitore nella zona immediatamente al di sopra del livello della vasca di ricircolo la quale è tenuta in agitazione e insufflata con l'aria di ossidazione immessa per mezzo di apposite soffianti. Un sistema deminster, dotato di proprio sistema di lavaggio, eviterà il trascinamento nei fumi di particelle solide e gocce di liquido a valle dell'assorbitore.

Nella zona adiacente all'assorbitore, all'interno dell'edificio sistemi ausiliari sono localizzate:

- le pompe di ricircolo;

- le soffianti;
- la sentina di recupero drenaggi.

Per consentire lo svuotamento dell'assorbitore per manutenzioni, la torbida di gesso è scaricata ad una vasca impermeabilizzata dotata di agitatori.

6.1.3.3 Disidratazione e Stoccaggio Gesso

Il gesso prodotto è inviato, in una prima fase, ad un sistema di idrocycloni localizzato in quota all'interno dell'edificio gesso, immediatamente sopra i filtri a vuoto. Gli idrocycloni separano la parte leggera del gesso (2% di solidi sospesi) dalla parte pesante (50% di solidi sospesi).

La parte leggera torna all'assorbitore mentre quella pesante alimenta i filtri a vuoto per la disidratazione finale.

L'acqua recuperata in parte torna all'assorbitore e la restante è inviata all'ITAR di Centrale, allo scopo di limitare il contenuto di cloruri nella sospensione di ricircolo dell'assorbitore.

Il gesso prodotto è in seguito trasferito alla zona di stoccaggio mediante nastri trasportatori; in questa zona il gesso è stoccato a mucchio.

L'edificio disidratazione-stoccaggio gesso avrà dimensioni in pianta 20 m x 70 m e altezza 20 m.

6.1.3.4 Stoccaggio Calcare e Acqua di Reintegro

Il calcare utilizzato (95%) è del tipo in polvere già macinato e sarà approvvigionato con camion dotati di proprio sistema di scarico e stoccato in un silos di capacità pari a circa 1400 m³.

E' inoltre previsto un tank (400 m³) per lo stoccaggio dell'acqua necessaria per alimentare i seguenti servizi:

- make up sistema;
- lavaggio demister;
- pompe del vuoto;
- quench aria di ossidazione;

- lavaggio finale gesso.

6.1.3.5 Bilancio

Per un gruppo a carico nominale (320 MW/h) con una portata di carbone di 100 t/h e con una percentuale di zolfo all'1% si ottiene il bilancio di massa illustrato nella tabella seguente:

Bilancio di Massa [t/h]	
Zolfo Bruciato	1
Calcare Consumato	4.2
Gesso Prodotto	7
Consumo di Acqua Industriale	40
Produzione di Reflui	8

6.1.4 **Il Carbonile Coperto e la Nuova Logistica del Carbone**

Il nuovo parco carbone sarà costituito da due carbonili (si veda la Figura 2.1):

- uno coperto di capacità circa 180,000 t;
- uno scoperto di emergenza di capacità circa 70,000 t.

Le tipologie dei carboni impiegati nella Centrale saranno di altissima qualità:

- senza zolfo (STZ, contenuto di zolfo in peso medio inferiore allo 0.1%) per i gruppi No. 3 e 4;
- a basso contenuto di zolfo (BTZ, contenuto di zolfo in peso inferiore all'1%) per il gruppo No. 1.

Entrambe le tipologie di carbone saranno approvvigionate in pezzatura tale da ridurre al minimo la formazione di polvere di carbone (Edipower, 2003a).

6.1.4.1 Carbonile Coperto

Il nuovo carbonile coperto avrà una forma a cupola, con pianta circolare di diametro circa 120 m e altezza circa 60 m, in grado di contenere circa 190,000 t di carbone, in modo da assicurare circa 30 giorni di autonomia alla Centrale.

Il carbonile coperto sarà dotato di:

- macchina di messa a parco e ripresa del carbone con controllo a distanza, posta al centro della cupola;
- sistema di rilevamento di eventuali fenomeni di autocombustione mediante telecamere termosensibili con visualizzatore ed allarme su monitor in sala manovre;
- porte di accesso alla cupola e adeguata viabilità per l'ingresso di bulldozer per l'eventuale compattazione del carbone.

In Figura 6.1 sono riportate alcune fotografie di un carbonile coperto analogo a quello proposto, nelle Figure 6.5 e 6.6 due viste del modello planovolumetrico della Centrale nell'assetto attuale e in quello di progetto.

Il sistema di movimentazione del carbone sarà protetto con un nuovo impianto antincendio ad acqua frazionata e da un sistema di rivelazione incendi a bulbi di quarzo o termocoppie sensibili. A seguito della segnalazione di allarme sarà possibile telecomandare l'intervento del sistema antincendio fisso relativo all'area interessata, andata in allarme. Inoltre la fossa scarico carbone e l'impianto trasporto carbone saranno dotati di una rete di sorveglianza costituita da telecamere dislocate attorno alla fossa, sulle torri e lungo i nastri facenti capo ad un unico quadro installato in sala manovre.

Adeguati sistemi di ventilazione assicureranno il necessario ricambio di aria sia al sistema torri e nastri di movimentazione carbone sia al carbonile coperto, per prevenire eventuali formazioni di miscele esplosive aria gas.

Il carbonile coperto sarà alimentato tramite gli automezzi che scaricano in una fossa di scarico comune ai due carbonili, e tramite il nastro N3b da viene alimentata la torre T5c che a sua volta tramite il nastro trasporto N6c alimenta il carbonile coperto (si veda la Figura 2.1).

Dal parco coperto tramite la macchina di ripresa e il nastro trasportatore N6h il carbone viene inviato alla torre T5f. La torre T5f può ricevere il carbone da entrambi i carbonili e tramite i nastri N6i ed N6l invia il carbone alla torre T5g, la quale tramite i nastri N6a e N7 esistenti alimenta i bunkers di caldaia.

6.1.4.2 Il Carbonile Scoperto

Il carbonile scoperto di emergenza sarà costituito da un area avente una superficie di circa 18,000 m², ove può essere accumulato carbone fino ad un massimo di circa 70,000 t per un'altezza massima di circa 12 m. Per la realizzazione del carbonile

scoperto verrà acquistata un'area all'interno dell'attuale carbonile di proprietà di Enel Produzione.

Il carbonile scoperto verrà alimentato in due modi diversi (si veda la Figura 2.1):

- nel transitorio, in attesa della costruzione dei nastri trasporto N6d, N6e, N6f e della fossa di scarico automezzi comune per i due carbonili, verrà alimentato da automezzi che scaricano all'interno del carbonile e tramite i bulldozer il carbone viene spinto nella fossa di carico;
- successivamente, gli automezzi provenienti dal molo scaricheranno nella fossa di scarico comune ai due carbonili e tramite i nastri N6d, N6e, N6f e le torri T5c, T5d e T5e, il carbone verrà convogliato al carbonile scoperto. La messa a parco del carbone verrà effettuata tramite uno stacker.

La ripresa del carbone verrà effettuata con i bulldozer che spingono il carbone fino a tramoggia di caricamento situata all'interno del carbonile. La tramoggia, realizzata in cemento armato, sarà interrata con filo superiore alla quota del fondo del parco; il carbone in questo caso verrà spinto nella tramoggia mediante bulldozer.

Dal parco scoperto il carbone verrà inviato alla torre T5d tramite i bulldozer e il nastro sotterraneo N3c, tramite il nastro N6g viene trasportato alla torre T5f.

La torre T5f potrà ricevere il carbone da entrambi i carbonili e tramite i nastri N 6i e 6l invierà il carbone alla torre T5g, la quale tramite i nastri esistenti N6a e N 7 alimenta i bunkers di caldaia (Edipower, 2003a).

6.1.4.3 Impianto di Trasporto Carbone

Il progetto prevede la realizzazione di nastri trasportatori chiusi, completamente automatizzati con controllo a distanza. L'impianto sarà costituito da (si veda la Figura 2.1):

- dodici nastri trasportatori (N3b, N3c, N6c, N6d, N6e, N6f, N6g, N6h, N6i, N6l, N6a, N7);
- cinque torri di trasferimento (T5c, T5d, T5e, T5f, T5g).

Il nastro N3b, in grado di trasportare una portata 1,500 t/h, provvede al trasferimento dalla fossa di scarico alla torre T5c. Dalla torre T5c si può portare il carbone al carbonile coperto tramite il nastro N6c da 1,500 t, oppure in emergenza al carbonile scoperto tramite i nastri N6d, N6e, N6f (portata 1,500 t/h).

Il nastro N6h, da 750 t/h, riprende il carbone dal parco coperto e lo trasferisce alla torre T5f. Tramite i nastri N6i e N6l da 750 t/h cadauno e la torre T5f il carbone viene convogliato ai bunkers di caldaia.

In caso di emergenza il nastro N3c, da 750 t/h, riprende il carbone dal parco scoperto tramite la torre T5d e il nastro N6g, da 750 t/h, lo trasferisce alla torre T5f.

I nastri N6i e N6l, da 750 t/h cadauno, tramite la torre T5g ed i nastri esistenti N6a e N7 convoglieranno il carbone ai bunkers di caldaia.

La torre T5c sarà dotata di:

- un vaglio da 1,500 t/h per il selezionamento del carbone;
- un separatore magnetico che toglie le impurità metalliche;
- un campionamento fiscale.

La torre T5d sarà dotata di una tramoggia che consentirà al carbone proveniente dal nastro N6d di essere dirottato direttamente ai bunkers di caldaia senza passare dal carbonile scoperto.

Il nastro N3c sarà dotato di bilancia elettronica che consente di controllare la quantità di carbone che viene inviata a parco; pure i nastri N6g e N6f verranno dotati di bilancia elettronica per il controllo della quantità di carbone che viene inviata ai bunkers (Edipower, 2003a).

6.2 I DUE GRUPPI A CICLO COMBINATO

Il ripotenziamento della Centrale prevede l'installazione di due gruppi a ciclo combinato; ogni gruppo sarà composto da (Edipower; 2003a):

- una turbina a gas di tipo avanzato (taglia 270 MWe circa), che garantisce un rendimento netto di circa il 56% a fronte di una produzione di inquinanti che si attesta sui valori più bassi raggiungibili allo stato attuale della tecnologia;
- una caldaia a recupero del calore dei gas di scarico della turbina a gas deputata alla produzione del vapore necessario per alimentare la turbina a vapore.

I due gruppi a ciclo combinato avranno in comune i seguenti componenti:

- una turbina a vapore a condensazione con surriscaldamento da 265 MWe circa;
- un sistema di condensazione del vapore esausto con condensatore ad acqua di mare;

- un impianto di demineralizzazione dell'acqua per renderla idonea all'uso in caldaia;
- il sistema elettrico;
- il sistema di strumentazione, controllo automatico e messa in sicurezza della Centrale;
- l'impianto dell'aria compressa;
- il sistema antincendio e di monitoraggio delle fughe di sostanze infiammabili;
- il sistema di raccolta e trattamento dei reflui della centrale;
- un impianto di recupero dei reflui della Centrale (zero discharge);

La turbina a vapore e le principali apparecchiature accessorie saranno alloggiati nell'edificio esistente mentre le caldaie a recupero e le turbine a gas saranno installate all'aperto.

6.2.1 Bilanci Energetici

Nella tabella di seguito sono riportati i dati principali relativi al bilancio energetico delle sezioni a ciclo combinato con riferimento alle condizioni di funzionamento nominali (temperatura dell'ambiente 15 °C, umidità relativa 60%).

Grandezza	UdM	Funzionamento Nominale
potenza termica (ingresso)	MWth	703 x 2
potenza el. lorda turbogas (uscita)	MW	269.7 x 2
potenza el. lorda turbina vapore (uscita)	MW	265.3
potenza elettrica lorda (uscita)	MW	804.7
consumo ausiliari (consumo interno)	MW	22
potenza elettrica netta	MW	782.7
rendimento elettrico netto	%	56
funzionamento previsto	h/anno	8,000
energia termica immessa	GWh	11,248
energia elettrica prodotta	GWh	6,262

6.2.2 Principali Componenti del Ciclo Termico

Le principali componenti che costituiscono il gruppo a ciclo combinato sono:

- turbina a gas;
- caldaia a recupero;
- turbina a vapore;
- sistema di condensazione.

6.2.2.1 Turbina a Gas

Le turbine a gas sono caratterizzate da:

- elevata efficienza termica;
- bassa produzione d'inquinanti;
- elevata temperatura dei gas di scarico, che assicura un rendimento elevato anche del ciclo termico acqua-vapore sottostante a quello a gas e dunque contribuisce ad elevare il rendimento complessivo d'impianto.

La macchina sarà dotata di bruciatori DLN (Dry Low NOx) capaci di ridurre le emissioni di NOx e CO ai livelli minimi ottenibili con la migliore tecnologia disponibile. La turbina a gas, dotata di un proprio alternatore per la produzione di energia elettrica, che potrà funzionare anche come motore di avviamento, sarà montata su una fondazione costituita da un blocco prismatico di calcestruzzo di adeguate dimensioni.

6.2.2.2 Caldaia a Recupero

La caldaia a recupero, installata a valle di ciascuna turbina a gas, sarà del tipo con surriscaldamento del vapore e produrrà vapore a tre livelli di pressione in modo tale da massimizzare il recupero termico dei gas di scarico rilasciati dalla turbina a gas. Nella tabella seguente sono riportati i dati di riferimento relativi al funzionamento nominale della caldaia a recupero.

Grandezza	UdM	Funzionamento Nominale
VAPORE ALTA PRESSIONE		
portata	t/h	284
temperatura	°C	545
pressione	bar	110
VAPORE MEDIA PRESSIONE⁽¹⁾		
portata	t/h	327

Grandezza	UdM	Funzionamento Nominale
temperatura	°C	545
pressione	bar	32
VAPORE BASSA PRESSIONE		
portata	t/h	37
temperatura	°C	240
pressione	bar	7

Nota:

- (1) Occorre precisare che la portata del vapore a media pressione comprende quella effettivamente generata e quella proveniente dalla turbina a vapore per il risurriscaldamento.

Il degasaggio del condensato è ottenuto per mezzo di una torretta degasante integrata con il corpo cilindrico di bassa pressione dove una parte del vapore di bassa pressione provvede al degasaggio delle condense restituite dal condensatore.

I fumi in uscita dalla caldaia alla temperatura di circa 100 °C saranno rilasciati in atmosfera attraverso un camino alto 60 m.

Dal punto di vista della sicurezza si evidenzia che i corpi cilindrici ed il circuito vapore (e questo vale in generale per tutti i recipienti in pressione) saranno dotati di dispositivi meccanici di sicurezza (valvole di sfiato delle sovrappressioni) conformi alle disposizioni vigenti ed alle regole di buona ingegneria nonché di opportuni sensori di temperatura e pressione per effettuare l'allarme e blocco in caso di superamento dei valori critici dei parametri.

In tale modo viene scongiurato il rischio di collasso strutturale dei corpi cilindrici con le possibili conseguenze di proiezione di frammenti pesanti.

6.2.2.3 Sistema di Condensazione

Il vapore esausto scaricato dalla turbina a vapore verrà condensato in un condensatore ad acqua di mare. Più precisamente verrà utilizzato il condensatore esistente (ex gruppo 2 a carbone) che viene raffreddato insieme ai condensatori dei gruppi 3 e 4 dal sistema acqua mare.

I dati di funzionamento nominali del condensatore sono i seguenti:

Grandezza	UdM	Funzionamento Nominale
portata acqua raffreddamento	m ³ /s	10
portata condensato	t/h	740
pressione di condensazione	mbar	60

6.2.3 Sistemi Ausiliari

I principali sistemi ausiliari previsti nel progetto delle sezioni a ciclo combinato sono:

- sistema di raffreddamento con acqua in circuito chiuso;
- sistema acqua di reintegro;
- sistema aria servizi e strumenti;
- sistema trattamento e convogliamento dei reflui;
- sistema antincendio (protezione e monitoraggio) e rilevamento fughe di gas infiammabili;
- sistema d'alimentazione del combustibile.

Si evidenzia che tutto il sistema di gestione delle acque, comprendente, pertanto, il sistema di raffreddamento, il sistema acqua di reintegro, il sistema trattamento e convogliamento reflui sarà **a scarico "zero"**, integrandosi completamente nell'attuale assetto impiantistico che prevede il totale riutilizzo delle acque. Il nuovo assetto, infatti, schematizzato e quantificato in Figura 6.2, differisce dallo stato attuale esclusivamente per il potenziamento dell'impianto di dissalazione e per la presenza del desolfatore. Sostanzialmente inalterati, e comunque minimi, i prelievi di acqua potabile, utilizzata esclusivamente per gli usi civili.

6.2.3.1 Sistema di Raffreddamento

Il sistema di raffreddamento delle macchine principali sarà costituito da uno scambiatore acqua-acqua che permette lo scambio del calore tra il circuito di raffreddamento a ciclo aperto, in cui circola acqua di mare, ed il circuito chiuso alimentato con acqua additivata di inibitore di corrosione e glicole per prevenire il freezing.

La miscela acqua/glicole di raffreddamento sarà convogliata alle singole utenze per mezzo di due pompe.

6.2.3.2 Sistema Acqua di Reintegro

Nella tabella riportata di seguito è sintetizzato il fabbisogno complessivo massimo di acqua di reintegro della Centrale.

FABBISOGNO MASSIMO ACQUA DI REINTEGRO	m³/h
massimo spurgo continuo caldaie a recupero	10
Reintegro sfiati vapore / drenaggi condense	5
lavaggi	2
TOTALE	17

La portata d'acqua relativa allo spurgo continuo delle caldaie a recupero può essere completamente recuperata in quanto, trattandosi di acqua di caldaia, non risulta essere inquinata.

6.2.3.3 Sistema di Trattamento e Convogliamento Reflui

I reflui prodotti dalle sezioni a ciclo combinato si dividono in (si veda la Figura 6.2):

- scarichi civili;
- scarichi industriali.

Gli scarichi civili saranno essenzialmente costituiti dalla raccolta delle acque meteoriche (acque bianche) e dalla raccolta dei liquami provenienti dai servizi igienici (acque nere); tali scarichi saranno trattati dall'esistente sistema di trattamento delle acque.

Gli scarichi industriali sono essenzialmente costituiti da:

- acque di lavaggio turbina;
- acque debolmente inquinate;
- acque oleose.

Nello schema seguente sono evidenziate alcune caratteristiche degli scarichi industriali e del sistema di smaltimento utilizzato per le diverse tipologie di refluo.

Tipologia Refluo	Note	Modalità di Smaltimento
Acque Lavaggio Turbina	Derivano dal lavaggio periodico (circa 1 volta al mese) del compressore delle turbine a gas. Tali scarichi ammontano a circa 20 m ³ /mese e contengono residui di detergente e sporcizia accumulata sulle palette del compressore.	Raccolta e stoccaggio in una apposita vasca dedicata. Periodico smaltimento attraverso operatori specializzati.
Acque Debolmente Inquinata	Sono costituite principalmente dall'acqua proveniente dallo spurgo delle caldaie a recupero.	Invio diretto all'esistente rete fognaria delle acque acide/alcaline. Trattamento chimico-fisico consistente in un processo di chiariflocculazione, sedimentazione e neutralizzazione.
Acque Oleose	Provengono principalmente da: <ul style="list-style-type: none">o dilavamento delle piazzole intorno alle apparecchiature;o eventuali scarichi accidentali da turbine;o scarichi oleosi dai trasformatori.	invio alla rete fognaria dedicata ed al relativo impianto di disoleazione costituito da 2 separatori API.

6.2.3.4 Sistema Antincendio

L'impianto di protezione dagli incendi sarà composto da:

- impianto antincendio del tipo "a diluvio" per la protezione dei trasformatori;
- idranti a colonna per la protezione delle aree di Centrale;
- estintori portatili a schiuma e/o polvere all'interno degli edifici,
- impianti specifici sui singoli macchinari;
- sistema a CO₂ per edificio elettrico e sala quadri MT/BT.

La rete idrica sarà quella comune a tutta la Centrale che è costituita da una tubazione interrata e chiusa ad anello dalla quale saranno derivate le alimentazioni degli idranti a colonna esterni (conformi alla norma UNI 70) e dell'impianto ad acqua frazionata posto a protezione dei trasformatori principali (densità di scarico circa 10 [l/m² min]).

In caso di fughe di gas dalla rete di distribuzione, l'attivazione dei sistemi di protezione e l'intercettazione del tratto di rete di distribuzione interessato dalle

perdite dipenderà da opportuni rilevatori di gas infiammabili e miscele esplosive, adeguatamente ridondati e posizionati nei punti di potenziale rilascio ed accumulo. In caso di blocco dell'impianto o di fughe di gas a monte della distribuzione ai singoli treni di potenza, il sistema di Emergency Shut-Down provvederà ad isolare la linea di adduzione del metano mediante la valvola di intercettazione del sistema di alimentazione del gas naturale.

I locali della sala quadri media e bassa tensione, la sala tecnica ed i cavedi sottopavimento, saranno protetti da un sistema di prevenzione incendi a CO₂ a saturazione volumetrica, mentre i locali uffici e sala controllo saranno dotati di estintori a schiuma.

6.2.3.5 Sistema di Alimentazione del Combustibile

Il metano proveniente dalla tubazione SNAM, superata la valvola d'intercettazione (la quale sarà asservita al sistema di messa in sicurezza automatico della Centrale per garantire l'isolamento veloce rispetto al metanodotto), attraverserà due filtri separatori nei quali il gas verrà liberato da eventuali impurità e tracce di gasolina che verrà separata ed inviata ad un serbatoio di raccolta; a valle dei filtri il gas defluirà al sistema di misura, da cui sarà infine immesso al collettore di distribuzione alle due turbine a gas.

Prima di raggiungere le utenze, il gas naturale attraverserà:

- una stazione di riduzione e controllo;
- uno scambiatore di tipo rigenerativo.

All'interno dello scambiatore il gas naturale sarà riscaldato a spese del calore ceduto dalla sezione a media pressione del ciclo acqua vapore, in modo da ottenere un miglioramento del rendimento termico delle sezioni a ciclo combinato.

A valle del riscaldatore sarà installato un separatore ad alta efficienza per separare eventuali goccioline liquide che saranno poi raccolte in un apposito serbatoio; superato il separatore il gas procederà, attraverso il sistema di intercettazione, alle turbine a gas e ai bruciatori delle caldaie a recupero.

6.2.4 **Impianto Elettrico**

Ogni turbina sarà dotata di un generatore elettrico dedicato per la trasformazione dell'energia meccanica in energia elettrica. La maggior parte dell'energia prodotta

verrà trasferita sulla rete ad alta tensione tramite trasformatori elevatori e poi ceduta alla rete nazionale mediante una sottostazione dedicata, descritta successivamente.

I servizi ausiliari delle sezioni a ciclo combinato saranno alimentati tramite due trasformatori di unità ed un quadro di media tensione dal quale saranno derivate anche le alimentazioni alle utenze di bassa tensione.

L'impianto elettrico sarà essenzialmente costituito da (Edipower, 2003a):

- generatori elettrici;
- trasformatori MT/MT e trasformatori di macchina;
- sottostazione di alta tensione;
- impianto di messa a terra e parafulmine;
- sistema integrato di protezione e controllo del sistema elettrico.

6.2.4.1 Generatori Elettrici

I gruppi a ciclo combinato saranno equipaggiati con generatori elettrici sincroni in grado di produrre energia elettrica in media tensione (non superiore a 24 kV). In ragione della consistente potenza dei generatori, il raffreddamento degli stessi potrà essere garantito da un circuito dotato di scambiatori acqua-idrogeno.

L'alternatore sarà in grado di funzionare nei campi di frequenza e tensione previsti dalla normativa CEI e dalle "Regole Tecniche di Connessione" del GRTN.

Il sistema di eccitazione sarà di tipo statico e tale da consentire il funzionamento della macchina nelle condizioni di sovraeccitazione e sottoeccitazione in modo da consentire la partecipazione della Centrale alla regolazione secondaria di tensione, nel caso fosse richiesto dal Gestore della Rete. Il sistema sarà alimentato dalle sbarre MT, dotato di ridondanza totale e risulterà insensibile ai disturbi sia interni che proveniente dall'alternatore e/o dalla rete di alimentazione

Sarà possibile effettuare la manutenzione del sistema durante il funzionamento dello stesso, poiché esso sarà ridonato su almeno due ponti, con sezionamento sull'alimentazione e sulle due polarità in uscita, per la sostituzione di eventuali apparati difettosi.

I collegamenti elettrici di potenza tra i generatori ed i trasformatori elevatori saranno realizzati con un sistema di sbarre a fasi isolate.

6.2.4.2 Trasformatori MT/MT e Trasformatori di Macchina

E' prevista l'utilizzazione di trasformatori di unità MT/MT a due avvolgimenti, in cui il secondario a 6.3 kV andrà ad alimentare la corrispondente sezione del quadro di media tensione dei servizi ausiliari.

Al fine di fornire l'alimentazione alle utenze elettriche dei gruppi a carbone, verrà realizzato un collegamento ridondato in cavo tra i quadri 6kV dei servizi ausiliari del Ciclo Combinato ed i quadri 6kV della gruppi a carbone. Il collegamento sarà realizzato in modo da garantire il massimo grado di affidabilità e di continuità dell'alimentazione al sistema elettrico. A tal scopo verranno previste due partenze interruttore, una per ciascuna delle due sezioni nelle quali è suddiviso (tramite congiuntore di sbarra) il quadro 6kV di Centrale.

I trasformatori saranno dimensionati per funzionamento continuo e saranno in grado di resistere alla piena corrente di corto circuito in conformità alle norme CEI senza danneggiarsi. Poiché saranno connessi ad un generatore, essi saranno inoltre in grado di sopportare la sopraelevazione transitoria di tensione conseguente allo stacco del pieno carico.

Il trasformatore di macchina ha la funzione di elevare la tensione in uscita dal generatore per permettere il collegamento in alta tensione alla rete di trasmissione nazionale.

Ciascun trasformatore sarà progettato e costruito per garantire servizio continuo a pieno carico e in modo da resistere alla piena corrente di corto circuito in conformità alle norme CEI; inoltre ciascun trasformatore di macchina sarà connesso alla sottostazione tramite cavi AT interrati.

6.2.4.3 Impianto di Messa a Terra e Parafulmine

L'impianto di messa a terra sarà essenzialmente costituito da una magliatura interrata in rame nudo che coprirà l'intera area della Centrale e l'antistazione della rete di trasmissione nazionale. L'impianto sarà realizzato in accordo alle prescrizioni CEI e tutte le strutture metalliche saranno collegate alla maglia con almeno due connessioni in due nodi diametralmente opposti della stessa.

Verrà infine realizzato un adeguato sistema di protezione dalle scariche atmosferiche.

6.2.4.4 Sistema Integrato di Protezione e Controllo del Sistema Elettrico

Le protezioni elettriche, del tipo a microprocessore, saranno integrate all'interno di un sistema che consentirà il controllo ed il monitoraggio della rete elettrica di alta, media e, parzialmente, di bassa tensione.

Il sistema sarà completamente integrato, a livello di interfaccia operatore e bus di comunicazione, con il DCS di Centrale e sarà costituito essenzialmente da:

- una postazione centrale di supervisione, comando e controllo del sistema elettrico costituita da una stazione operatore aggiuntiva del DCS di impianto, una workstation completa per la configurazione delle protezioni e la lettura degli oscillografici;
- una serie di quadri locali sui quali verranno installate le protezioni elettriche, i dispositivi di comando, di misura e conversione segnale relativi ai vari sistemi elettrici.

6.2.5 **Sistema di Regolazione e di Controllo**

Il ciclo combinato sarà dotato di sistemi di regolazione, controllo ed acquisizione dati dell'ultima generazione, in grado di assicurare un elevato grado di automazione e sicurezza dell'impianto. Il sistema di regolazione e controllo sarà caratterizzato da una architettura funzionale organizzata in livelli gerarchicamente distinti ed avente le necessarie ridondanze per assicurare la più elevata affidabilità dell'impianto e la massima sicurezza d'intervento delle protezioni e dei sistemi d'emergenza.

L'impianto sarà equipaggiato con strumentazione elettronica di elevata precisione connessa ad un Sistema di Controllo Distribuito (DCS). Esso garantirà la continuità e la sicurezza dell'esercizio in tutti i possibili assetti operativi (normale funzionamento, condizioni transitorie e/o di emergenza, avviamenti, arresti e blocchi).

Il DCS supervisionerà e controllerà, in modo automatico e coordinato, l'intero impianto, sia direttamente sia attraverso sottosistemi di automazione dedicati collegati al DCS stesso. L'interfaccia con gli operatori avverrà mediante postazioni di lavoro interattive ad elevato grado di ergonomia, che consentiranno di gestire agevolmente dalla sala controllo la supervisione, i comandi, i parametri di regolazione, la rappresentazione grafica, gli allarmi, i messaggi e le funzioni di diagnostica relative all'intero impianto.

Il sistema di controllo sarà di tipo distribuito basato su controllori elettronici multiloops totalmente ridondati; essi saranno connessi tra loro attraverso sistemi di comunicazione totalmente ridondati, interfacciati verso il campo da schede di

ingresso e uscita e verso l'operatore da stazioni operatore multivideo totalmente ridondate. Eventuali quadri remotati in campo e/o dispositivi a bus di campo saranno connessi al sistema mediante collegamenti in cavo coassiale o in fibra ottica ridondata, ove possibile su percorsi distinti.

6.3 MODIFICHE A IMPIANTI ESISTENTI

Nell'ambito del progetto di ripotenziamento della Centrale sono previste le seguenti modifiche ad impianti esistenti:

- realizzazione di una sottostazione in altissima tensione (AAT) di tipo blindato in sostituzione dell'impianto esistente;
- modifiche all'opera di presa a mare.

6.3.1 Sottostazione Elettrica

L'esistente sottostazione sarà smantellata e sostituita da una nuova stazione in altissima tensione (AAT) composta da due sezioni, rispettivamente 380 e 220 kV, del tipo blindato ad isolamento in SF6 (GIS).

La nuova sottostazione sarà collocata in una posizione differente da quella attuale in modo da liberare lo spazio necessario alla realizzazione del nuovo parco carbone ed all'installazione dei due nuovi gruppi turbogas (si veda la Figura 2.1).

I principali componenti della nuova stazione sono (Edipower, 2003a):

- due GIS rispettivamente 220 kV e 380 kV;
- due quadri di controllo misure (grandezze elettriche e oscillografia) e protezione per le due sezioni AAT;
- un quadro di misura energia elettrica di scambio con il GRTN;
- un trasformatore TAG3 380/6 kV con commutatore sotto carico in sostituzione dell'attuale TAG3 (25 – 30 MVA);
- un trasformatore TAG1 220/6 kV con commutatore sotto carico in sostituzione degli attuali TAG1/TAG2, recuperando l'attuale TAG3 (25 MVA);
- vasche dell'olio trasformatori e collegamento ai sistemi trattamento acque esistenti;

- linee in cavo tipo XLPE (245 kV e 420 kV) con i trasformatori principali esistenti e i nuovi TAG1 e TAG3;
- linee in cavo 6 kV dai TAG ai quadri esistenti;
- protezioni elettriche per TAG1 e TAG3;
- quadri di misura energia TAG1 e TAG3 per GRTN e UTF;
- accessori sulle linee entranti TERNA (scaricatori, onde convogliate, ecc.);
- linee in cavo XLPE (245 kV e 420 kV) dai fabbricati GIS ai tralicci esistenti e/o futuri;
- fabbricato/fabbricati GIS;
- facilities del/i fabbricato/i (illuminazione e FM, telecomunicazioni, acqua, scarichi, climatizzazione, rilevazione e protezione incendi).

6.3.2 Modifiche all'Opera di Presa a Mare

6.3.2.1 Premessa

Come indicato al Paragrafo 4.1.1.4, nel Porto di Brindisi è prevista la realizzazione di alcune opere che modificheranno parzialmente l'assetto portuale. In prossimità della opera di presa dell'acqua di raffreddamento della Centrale e del relativo scarico, in particolare, sono previsti:

- la costruzione di una nuova banchina commerciale a Costa Morena, che di fatto include la vecchia diga di Costa Morena e le banchine dal lato del Porto Medio che attualmente sono utilizzate da Enel per lo scarico del carbone destinato alla Centrale di Cerano;
- la costruzione di un nuovo molo di accosto Enel, per lo scarico del carbone ed il carico dei gessi, localizzato di fronte alla Centrale di Brindisi e pressoché parallelo alla costruenda nuova banchina commerciale di Costa Morena, lungo circa 526 m e largo 25 m. Poiché tale piazzale deve inoltre essere collegato alla terraferma per il trasporto del materiale ed è altresì necessario consentire l'aspirazione dell'acqua in corrispondenza del canale di presa, la banchina di riva del piazzale è collegata alla nuova banchina commerciale mediante un passaggio su pali;
- il dragaggio di una vasta area del fondale del Porto esterno a varie profondità, per consentire l'accesso, la manovra e l'attracco a navi anche di notevole stazza;

- la realizzazione di due nuovi ampi piazzali, uno destinato a deposito costiero e l'altro a zona di attività industriale.

Ulteriori opere previste riguardano poi:

- la costruzione di un nuovo molo di accosto all'estremità Est del molo Polimeri;
- la realizzazione di una diga di sbarramento congiungente i diversi isolotti delle Pedagne, a maggior protezione del porto stesso, parzialmente sommersa per 1.5 m sotto il livello di medio mare tra l'isolotto Giorgio Treviso e la Pedagna Grande.

L'insieme delle opere è rappresentato in Figura 4.2.

La realizzazione, anche parziale, di tali opere altererebbe sensibilmente le condizioni di scarico della Centrale, accentuando fenomeni di ricircolo termico, penalizzando il funzionamento dell'impianto, in modo particolare nell'assetto ripotenziato.

È stato quindi effettuato uno studio specialistico, integralmente riportato in Appendice A al Quadro di Riferimento Ambientale, espressamente condotto al fine di valutare la dispersione in mare delle acque di raffreddamento della Centrale di Brindisi nell'assetto ripotenziato, tenendo conto del progetto di ristrutturazione del porto di Brindisi comprendente la modifica dell'attuale molo di Costa Morena, la presenza di un nuovo molo Enel, l'interrimento di vaste aree adiacenti lo scarico, la modifica della struttura dei frangiflutti e il dragaggio di parte del Porto Esterno (si veda la Figura 4.2).

Nell'ambito di tali analisi è stato anche affrontato il problema del ricircolo alla presa valutando la fattibilità di una modifica all'opera di presa portando la sezione di prelievo in profondità, e valutando l'efficacia di una tale soluzione in presenza delle modifiche progettuali proposte.

6.3.2.2 Descrizione delle Modifiche all'Opera di Presa

Sulla base dello studio specialistico che è stato condotto, quale soluzione ottimale è stata individuata una nuova opera di presa sommersa che consenta di sfruttare i dragaggi previsti per la costruzione del nuovo molo Enel per prelevare acqua più fredda in profondità (oltre i 10 m).

La soluzione progettuale prevede la collocazione della presa sommersa in un apposito cassone adiacente all'attuale molo di Costa Morena, in corrispondenza al collegamento con la nuova banchina di riva Enel. Tale soluzione ha il pregio di poter essere realizzata indipendentemente dal nuovo molo Enel ma, quando questo sia realizzato, si inserisce perfettamente nel progetto dello stesso.

L'opera, opportunamente dimensionata per poter usufruire della stessa vasca di carico e delle pompe attualmente in esercizio, e posizionata in modo da non interferire con il movimento delle navi al molo, è costituita da due tubazioni di diametro 3.2 m e lunghezza 220 m. I tubi devono convogliare una portata di 40 m³/s (20 m³/s per ogni tubo, corrispondenti ad una velocità media di 2.5 m/s).

Pianta e sezione della nuova opera sono riportati in Figura 6.3.

Al fine di ridurre le perdite di carico e le velocità sia alla presa a mare che allo sbocco in vasca di carico si prevede di dotare le tubazioni di espansioni come di seguito specificato:

- alla presa a mare ogni tubo si espande da 3.2 m a 5 m di diametro con quota inferiore, in corrispondenza dello sbocco sul mare, collocata a -11.0 m (almeno 1 m sopra la quota del fondale per evitare trasporto solido) così da garantire un'idonea temperatura dell'acqua convogliata;
- la velocità alla presa risulta essere di 1.0 m/s; allo sbocco in vasca di carico invece, ogni tubo è caratterizzato da un diffusore di sezione rettangolare di altezza 3.2 m (coincidente col diametro del tubo) e larghezza 6.15 m con quota inferiore del diffusore pari a - 4.50 m slm. La velocità con cui l'acqua entra nella vasca di carico risulta pari a 1.0 m/s.

6.4 CARATTERISTICHE DELLE OPERE CONNESSE

Le opere connesse al ripotenziamento della Centrale sono:

- realizzazione di un nuovo metanodotto di alimentazione dei gruppi turbogas;
- adeguamento dell'elettrodotto in linea aerea (una linea a 380 kV ed una a 220 kV) di collegamento alla rete di trasmissione nazionale.

6.4.1 Metanodotto

Il metanodotto di collegamento della sezione a gas della Centrale con la rete nazionale (Snam Rete Gas, 2002) ha una lunghezza pari a 3.1 km e si sviluppa interamente nel territorio del Comune di Brindisi (si vedano le Figura 1.2 e 6.4). Come si può osservare dall'esame delle Figure il tracciato si sviluppa quasi interamente in parallelo all'asse attrezzato dedicato all'approvvigionamento dei combustibili per la Centrale Enel Produzione di Cerano.

L'opera, progettata per il trasporto di gas naturale con densità 0.72 kg/m^3 in condizioni standard ad una pressione massima di esercizio di 75 bar, sarà costituita da una condotta, formata da tubi in acciaio saldati di diametro nominale DN 500 (20"), e da una serie di impianti che, oltre a garantire l'operatività della struttura, realizzano l'intercettazione della condotta in accordo alla normativa vigente.

Il tracciato del metanodotto si stacca dal P.I.D.I. No. 3 del Metanodotto Derivazione per il polo industriale di Brindisi, DN 600 (24") e pressione di esercizio 75 bar, previsto in località S. Lucia.

Il tracciato del metanodotto, che segue una direttrice generale verso Nord, prevederà i seguenti attraversamenti:

- asse attrezzato Enel a circa 140 m dal punto di stacco;
- Canale Fiume Grande (rivestito) a circa 1 km di distanza dal punto di stacco;
- strada consorziale (SISRI) e ferrovia dopo 1.3 km;
- Canale Fiume Grande (non rivestito) al km 1.7;
- asse attrezzato Enel al km 2.5;
- ferrovia zona industriale e la strada consorziale al km 3.

Il punto di consegna previsto sarà realizzato immediatamente ad Est dell'asse attrezzato, in area di proprietà di Enel Produzione. In fase di più avanzata progettazione, Snam Rete Gas provvederà ad identificare il tracciato più idoneo per assicurare l'approvvigionamento dei gruppi turbogas.

Le tubazioni impiegate saranno in acciaio di qualità. I tubi, collaudati singolarmente negli stabilimenti di produzione, avranno una lunghezza di circa 12 m, saranno smussati e calibrati alle estremità per permettere la saldatura elettrica di testa.

Le curve saranno ricavate da tubi piegati a freddo con raggio di curvatura pari a 40 diametri nominali, oppure prefabbricate con raggio di curvatura pari a 7 diametri nominali.

Negli attraversamenti delle strade più importanti e dove, per motivi tecnici, si è ritenuto opportuno, la condotta sarà messa in opera in tubo di protezione.

Il metanodotto sarà protetto dalle corrosioni con:

- protezione attiva;
- protezione passiva.

La protezione passiva sarà realizzata con rivestimento esterno dei tubi mediante polietilene applicato a caldo in fabbrica; i giunti di saldatura saranno protetti con manicotti termorestringenti.

La protezione attiva (protezione catodica) sarà assicurata mediante impianti a corrente impressa. Essa avviene con il collegamento ad alimentatori a corrente continua che assicurano il mantenimento del potenziale tubo/terreno al di sotto della soglia di immunità del ferro.

La costruzione ed il mantenimento su fondi altrui sono legittimati da una servitù il cui esercizio, lasciate inalterate le possibilità di sfruttamento agricolo di questi fondi, limita la fabbricazione nell'ambito di un'area con asse baricentrico sulla condotta, denominata fascia di asservimento (servitù aedificandi). Per il metanodotto in oggetto è prevista una fascia di asservimento di larghezza pari a 19.5 m per parte dall'asse della condotta.

In accordo alla normativa vigente la condotta sarà sezionabile in tronchi mediante apparecchiature di intercettazione; in particolare:

- due complessi di apparecchiature necessarie per interrompere il flusso di gas (operazione di sezionamento della linea) che costituiscono il PIL (punto di intercettazione della linea);
- il PIDA ossia il punto di intercettazione con discaggio ed allacciamento, che è un complesso di apparecchiature occorrenti per l'intercettazione della condotta di intercettazione della condotta di adduzione del gas ad una singola utenza predisposta per il discaggio della condotta.

Tutti gli impianti di linea sono essenzialmente costituiti da tubazioni e valvole di intercettazione (interrate ed aeree) e da apparecchiature per la protezione elettrica della condotta.

L'intero metanodotto sarà sottoposto a prova di collaudo idraulico di tenuta con pressione uguale a 1.2 volte minimo la pressione massima di esercizio, per una durata di 48 ore.

Il riempimento e il successivo svuotamento della linea saranno effettuati con l'impiego di apposite attrezzature (pompe ad alta pressione e pigs).

A collaudo terminato e a suo esito positivo saranno completate le opere di rinterro e effettuati i ripristini delle superfici dei terreni interessati ai lavori riportandoli alle condizioni preesistenti.

6.4.2 Elettrodotto

In seguito al ripotenziamento della Centrale di Brindisi è necessario un adeguamento dell'attuale allacciamento della Centrale alla stazione di Pignicelle ubicata a circa 7.5 km di distanza in linea d'aria.

Il collegamento verrà realizzato ristrutturando ed ottimizzando l'esistente tracciato dell'elettrodotto che ha una lunghezza di circa 10.5 km (si veda la Figura 1.2).

In Appendice A è riportato integralmente lo studio Terna relativo al progetto di adeguamento della connessione esistente, cui si rimanda. In tale studio sono riportati sia gli aspetti progettuali relativi all'adeguamento, che gli aspetti ambientali ad esso connessi.

6.5 EDIFICI E PRINCIPALI OPERE FUORI TERRA

Le principali opere fuori terra che verranno realizzate, e le relative dimensioni, sono nel seguito elencate (si veda la Figura 2.1):

- carbonile coperto della capacità di circa 185,000 t (diametro 120 m, altezza 60 m);
- sistemi di movimentazione e trasporto del carbone, costituiti da:
 - 5 torri di trasferimento,
 - 10 nastri trasportatori;
- impianto di desolfurazione a servizio dei gruppi 1 e 3, costituito da:
 - assorbitore (diametro 11 m, altezza 31 m),
 - gas gas heater (dimensioni in pianta 8.5 per 10 m, altezza 9.5 m)
 - capannone gesso con idrocycloni (in pianta 20 per 70 m, altezza 20 m),
 - locale pompe soffianti (in pianta 33 per 15 m),
 - serbatoio gesso temporaneo (capacità 850 m³, diametro 10.5 m, altezza 11 m),
 - serbatoio acqua industriale (capacità 400 m³, diametro 8 m, altezza 9 m),
 - silos calcare principale (capacità 1,400 m³, diametro 8.5 m, altezza 29.5 m),
 - silos calcare giornaliero (capacità 30 m³, diametro 2.5 m, altezza 5.5 m),
 - serbatoio sospensione calcare (capacità 90 m³, diametro 5 m, altezza 5 m);
- denitrificatore catalitico del gruppo 1 (dimensioni in pianta 19 per 28 m, altezza 52.5 m);
- impianto ad osmosi per la produzione di acqua industriale, costituito da:
 - un edificio (dimensioni in pianta 20 per 30 m, altezza 8 m),
 - un serbatoio da 1,000 m³ (diametro 13.6 m, altezza 7 m),

- un serbatoio da 500 m³ (diametro 9.2 m, altezza 7 m);
- due stazioni elettriche in blindato:
 - una da 380 kV (dimensioni in pianta 35 per 6 m, altezza 3 m),
 - una da 220 kV (dimensioni in pianta 25 per 6 m, altezza 3 m);
- carbonile scoperto con superficie di circa 20,000 m² (capacità di circa 75,000 t), con i relativi sistemi di movimentazione e trasporto;
- stazione riduzione metano (dimensioni in pianta 35 per 20 m, altezza 4 m).

Le volumetrie relative all'assetto futuro dell'impianto sono riportate in Tabella 2.1. Nelle Figure 6.5 e 6.6 sono riportati due viste del modello tridimensionale dell'impianto con l'evidenza delle nuove volumetrie.

6.6 STIMA DEI COSTI DI INVESTIMENTO

La stima dei costi di investimento del progetto di ripotenziamento è riportata nella seguente tabella (Edipower, 2003c).

STIMA DEI COSTI DI INVESTIMENTO	
<i>Opera</i>	€
CCGT	285,000,000
Linea Elettrica	6,000,000
Carbonile	15,000,000
Sottostazioni	15,000,000
DeNOx	9,000,000
DeSOx	35,000,000
Opera di Presa	8,000,000
Rewamping Gruppo 1	4,000,000
TOTALE	377,000,000

7 MOTIVAZIONI TECNICHE DELLE SCELTE PROGETTUALI E ANALISI DELLE ALTERNATIVE

7.1 IL DESOLFORATORE

L'installazione di un impianto di desolfurazione (DeSOx) in comune tra il gruppo No.1 ed il gruppo No.3 garantirà alla Centrale di Brindisi una maggiore flessibilità nell'uso dei combustibili, consentendo di bruciare carboni anche con un basso tenore di zolfo e, di conseguenza, permettendo di diversificare le fonti di approvvigionamento rispetto alla situazione attuale.

Verificata l'opportunità di prevedere l'installazione dell'impianto, giustificata in termini di aumento di flessibilità di approvvigionamento, nel seguito sono descritte le scelte progettuali in merito a:

- gruppi da asservire al funzionamento del desolforatore;
- localizzazione dell'impianto.

Per quanto riguarda il primo aspetto (gruppi da asservire al funzionamento del desolforatore), occorre sottolineare che scopo fondamentale dell'impianto di desolfurazione è garantire il funzionamento di almeno un gruppo tradizionale della Centrale anche nell'eventualità di problemi nell'approvvigionamento del carbone. L'uso di carbone senza zolfo rimane comunque prioritario e preferenziale. Ciò premesso, si è deciso di consentire l'utilizzo del desolforatore a due gruppi distinti (il gruppo No. 1 e il gruppo No. 3), in modo da poter utilizzare carbone con basso tenore di zolfo su entrambe le sezioni, ma non in contemporanea: se la sezione No. 1 sarà alimentata con carbone a basso tenore di zolfo, utilizzando il desolforatore, non potrà infatti essere esercitata la sezione No. 3 con lo stesso combustibile, e viceversa.

Per quanto riguarda i criteri che hanno guidato la scelta della localizzazione, è stata individuata quale soluzione ottimale una posizione baricentrica rispetto alle sezioni servite, ossia i gruppi No. 1 e No. 3.

7.2 IL PARCO CARBONE

Il nuovo parco carbone sarà costituito da due carbonili (si veda la Figura 2.1):

- uno coperto di capacità circa 180,000 t;
- uno scoperto di emergenza di capacità circa 70,000 t.

Attualmente lo stoccaggio del carbone avviene in un'area del carbonile di proprietà Enel Produzione concessa in locazione ad Edipower. Il progetto del parco carbone nasce quindi dall'esigenza di razionalizzare l'attività di stoccaggio, con caratteristiche di affidabilità, sicurezza, continuità di servizio e protezione ambientale.

La decisione di realizzare un carbonile coperto, in particolare, consentirà di razionalizzare al meglio la gestione del combustibile e di abbattere significativamente la produzione di polveri durante le attività di stoccaggio.

In termini localizzativi, le dimensioni dell'opera non hanno consentito di individuare alternative significative rispetto a quella di progetto.

Nell'ottica di garantire affidabilità e continuità di servizio al sistema di stoccaggio, è stato anche previsto un parco carbone scoperto di emergenza. Inoltre tale parco carbone potrà anche essere utilizzato nel periodo transitorio precedente la realizzazione del carbonile coperto e del sistema di torri e nastri di trasporto carbone.

7.3 MODIFICHE ALL'OPERA DI PRESA DELL'ACQUA DI MARE

7.3.1 Motivazioni Tecniche

Nell'ambito dello studio di dispersione termica in mare delle acque di raffreddamento della Centrale (integralmente riportato in Appendice A del Quadro di Riferimento Ambientale) è stata evidenziata la presenza di un ricircolo termico alla presa della Centrale, che potrebbe peggiorare nell'assetto ripotenziato, con l'aggiunta di un ciclo combinato (CESI, 2003).

Il fenomeno di ricircolo, che si realizza allorché i flussi di acqua calda allo scarico del sistema di raffreddamento della Centrale vengono "risucchiati" dalla opera di presa, sono sfavorevoli al buon funzionamento della Centrale; infatti, a parità di potenza elettrica prodotta, in presenza di un fenomeno di ricircolo come quello osservato a Brindisi, il rendimento dell'impianto diminuisce.

Al fine di eliminare la presenza di tale fenomeno sono state esaminate diverse soluzioni progettuali, il cui obiettivo comune è quello di consentire il prelievo di acqua più fredda di quella attualmente prelevata mediante l'esistente opere di presa. Tali soluzioni sono esaminate nel seguito del paragrafo.

7.3.2 Alternative Considerate

Sono state prese in considerazione due possibili alternative di modifiche all'opera di presa (CESI, 2003):

- la prima soluzione prevede la realizzazione di un'opera di presa sommersa in prossimità del nuovo molo Enel, opportunamente dimensionata per poter usufruire della stessa vasca di carico e delle pompe attualmente in esercizio, posizionata in modo da non interferire con il movimento delle navi al molo;
- la seconda prevede la collocazione della presa sommersa in un apposito cassone adiacente all'attuale molo di Costa Morena, in corrispondenza al collegamento con la nuova banchina di riva Enel.

La soluzione proposta in prossimità del molo Enel prevede la realizzazione di un'opera di presa costituita da 5 tubi in vetroresina di diametro 2 m e lunghezza 140 m. Tale lunghezza è conseguenza del fatto che non è consigliabile il minimo percorso dalla vasca al molo per non collocare le bocche di aspirazione nella zona di attracco. Le condotte, infatti, si suppongono collocate nella banchina di costa in prossimità della radice del molo Enel: in tale zona il fondo è dragato alla quota di - 12 m, ma è opportuno considerare una quota minima di aspirazione non inferiore ai - 10.5 m al fine di evitare inconvenienti dovuti a sabbia o alghe presenti sul fondale. Tale soluzione implicherebbe la chiusura della attuale bocca di aspirazione e lo spostamento delle griglie per consentire la collocazione delle espansioni dei tubi.

Una soluzione di questo tipo, tuttavia, presenta dal punto di vista realizzativo due aspetti sfavorevoli:

- la necessità dello spostamento delle griglie nella vasca di carico, il che rappresenta un notevole onere anche perché richiederebbe una fermata prolungata della Centrale stessa;
- la collocazione della sezione di aspirazione alla radice del nuovo molo Enel vincola di fatto la possibile realizzazione di una tale presa sommersa alla realizzazione del molo stesso.

È stata quindi adottata la soluzione che prevede la collocazione della presa sommersa in un apposito cassone adiacente al molo di Costa Morena. Tale soluzione permette di allontanare la presa dallo scarico e di prelevare acqua ad una profondità di circa 10 m, attingendo quindi agli strati più freddi dello specchio d'acqua.

La soluzione ipotizzata permette di disporre di una maggiore profondità in corrispondenza della vasca di calma e si basa sulla realizzazione di un'opera di presa costituita da due tubi in vetroresina di diametro 3.2 m e lunghezza 220 m. Maggiori dettagli sono riportati al Paragrafo 6.3.2.

Rispetto alla soluzione precedentemente esaminata, la seconda soluzione:

- può essere realizzata indipendentemente dalla realizzazione del nuovo molo Enel;
- qualora venisse realizzato il nuovo molo Enel, si inserisce perfettamente nel progetto dello stesso;
- non risulta più necessario lo spostamento delle griglie (e quindi la prolungata fermata della Centrale).

7.4 TRACCIATO DEL METANODOTTO

Il tracciato del metanodotto di alimentazione della Centrale si svilupperà interamente nel territorio del Comune di Brindisi all'interno dell'area industriale gestita dal Consorzio SISRI.

I criteri generali che hanno condotto alla scelta del tracciato di progetto sono i seguenti:

- individuare il tracciato in base alla possibilità di ripristinare le aree attraversate riportandole alle condizioni morfologiche e di uso del suolo preesistenti l'intervento, minimizzando l'impatto sull'ambiente;
- transitare il più possibile in zone a destinazione agricola, evitando l'attraversamento di aree comprese in piani di sviluppo urbanistico e/o industriale;
- evitare zone franose o suscettibili di dissesto idrogeologico;
- contenere il numero degli attraversamenti, realizzandoli comunque in zone che offrano sicurezza per la stabilità della condotta, prevedendo le necessarie opere di ripristino e di regimazione idraulica nel caso dei corpi idrici;
- interessare il meno possibile zone boscate e zone di colture pregiate;
- ridurre al minimo i vincoli alle proprietà private determinati dalle servitù di metanodotto, utilizzando, per quanto possibile, i corridoi di servitù già costituiti da altre infrastrutture esistenti (metanodotti, canali, strade, ecc.);
- garantire al personale preposto all'esercizio ed alla manutenzione la possibilità di accedere ed operare sugli impianti in sicurezza.

In particolare sono state effettuate le seguenti valutazioni specifiche che hanno portato alla definizione del tracciato di progetto:

- in prossimità del punto di partenza del metanodotto (si veda la Figura 6.4) è stato previsto l'attraversamento dell'asse attrezzato in modo da non interferire con l'area di pregio naturalistico "Salina di Punta della Contessa", presente a Est dell'infrastruttura;
- lungo tutto il tracciato si è cercato di procedere il più possibile in parallelo ad infrastrutture esistenti (asse attrezzato, ecc.);
- in assenza di colture di pregio, di vincoli legati a previsioni urbanistiche, e, più in generale, di aree sensibili (ad eccezione dell'area naturalistica di "Salina di Punta della Contessa"), si è seguito il tracciato più breve possibile.

7.5 TRACCIATO DELL'ELETTRODOTTO

Le considerazioni relative alle scelte progettuali e valutazioni in merito alle alternative considerate sono riportate nel documento riportato in Appendice A.

8 VINCOLI E CONDIZIONAMENTI

8.1 NORME E PRESCRIZIONI DI STRUMENTI URBANISTICI, PIANI PAESISTICI E TERRITORIALI E PIANI DI SETTORE

Nel Quadro di Riferimento Programmatico del SIA sono stati analizzati, con riferimento a piani urbanistici, piani paesistici e territoriali e piani di settore, i seguenti documenti:

- Piano Urbanistico Territoriale Tematico della Regione Puglia;
- Piano Regolatore Generale del Comune di Brindisi;
- Piano Regolatore Territoriale Consortile dell'Area di Sviluppo Industriale di Brindisi;
- Piano Regolatore Portuale e relativa Variante (Nuovo Molo Enel Produzione e Terminal Traghetti di Sant'Apollinare);
- Piano Triennale Portuale.

L'esame di tali documenti non ha evidenziato alcuna norma o prescrizione che possa interferire con la realizzazione del progetto di ripotenziamento.

8.2 VINCOLI ARCHEOLOGICI, PAESISTICI E AMBIENTALI

La realizzazione del progetto di ripotenziamento non interessa direttamente aree o beni sottoposti a vincoli archeologici, paesistici o ambientali. Maggiori dettagli sono riportati nel Quadro di Riferimento Programmatico del SIA.

In sintesi a quanto indicato in tale documento, nel seguito si segnala la presenza dei seguenti vincoli in prossimità dell'area della Centrale:

- beni tutelati ai sensi dell'Art. 2 del D.Lvo 490/99 (beni culturali):
 - villaggio protostorico di Punta le Terrare, sito in area portuale,
 - Forte a Mare, nell'isola di Sant'Andrea, posizionato anch'esso in area portuale;
- beni tutelati ai sensi dell'Art. 146 del D.Lvo 490/99 (aree di interesse paesaggistico):
 - il Fiume Grande,
 - il Parco Regionale Salina di Punta della Contessa.

Si noti che le opere interne alla Centrale e l'elettrodotto non interferiscono in alcun modo con i beni sopra indicati. Il metanodotto a progetto attraversa l'area di tutela del Fiume Grande, in area industriale SISRI, alla progressiva 1+700 km. Non sono comunque previste interferenze con la realizzazione dell'opera.

8.3 NORMATIVA AMBIENTALE DI RIFERIMENTO

Nella progettazione dell'intervento di ripotenziamento della Centrale si è tenuto conto, oltre che delle norme e prescrizioni indicate dai piani e programmi in vigore già ricordati (si veda quanto riportato nel Quadro di Riferimento Programmatico), anche della vigente normativa nazionale e regionale in materia di salvaguardia dell'ambiente e protezione della popolazione.

In accordo a quanto richiesto dalla normativa vigente, nelle Tabelle 8.1 e 8.2 viene riportato l'elenco, per argomento, delle norme e disposizioni relative alla salvaguardia e tutela dell'ambiente e alla protezione della popolazione, applicabili al progetto.

9 TEMPI E FASI DEL PROGETTO

Il presente capitolo descrive sinteticamente il programma di realizzazione e le fasi di cantiere che porteranno al ripotenziamento della Centrale. In Figura 9.1 è riportato un cronogramma schematico delle attività.

Il capitolo è organizzato come segue:

- Paragrafo 9.1: articolazione delle attività di realizzazione e di esercizio dei nuovi impianti della Centrale, comprensiva di:
 - descrizione delle attività che costituiscono la progettazione di base ed esecutiva delle nuove opere,
 - descrizione delle attività di costruzione,
 - fasi di precommissioning e commissioning;
- Paragrafo 9.2: articolazione della attività di realizzazione ed esercizio delle opere connesse (nuovo metanodotto e adeguamento dell'elettrodotto esistente).

9.1 ARTICOLAZIONE DELLE ATTIVITÀ DI REALIZZAZIONE ED ESERCIZIO DEI NUOVI IMPIANTI DELLA CENTRALE

A valle dell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni, si procederà alla progettazione di dettaglio e alla acquisizione delle principali macchine.

Fatto ciò si procederà alla realizzazione del ripotenziamento che comporterà essenzialmente lo sviluppo delle seguenti attività (si veda la Figura 9.1), per ciascuna delle nuove opere che saranno realizzate (gruppi turbogas, sottostazione, carbonile e nastri trasporto carbone, modifiche dell'opera di presa, rewamping del gruppo 1):

- apertura/allestimento cantiere;
- preparazione dell'area;
- realizzazione opere civili;
- realizzazione connessioni;
- montaggi;
- commissioning;
- messa a punto dell'impianto.

Sono inoltre previste le seguenti attività connesse alla rimozione di alcuni impianti/strutture:

- smantellamento strutture metalliche;
- rimozione amianto;
- bonifica del terreno.

Si prevede che gli interventi di ripotenziamento richiedano circa 60 mesi (marcia commerciale dell'impianto ripotenziato).

9.1.1 Progettazione di Base ed Esecutiva

La progettazione di base è volta alla definizione dei seguenti elementi:

- caratteristiche principali dei vari componenti che costituiscono l'impianto;
- specifiche funzionali e di sistema;
- data sheet di macchine e componenti;
- schemi di flusso.

A valle di tale operazione si provvederà all'ordinazione delle principali macchine elettriche e termiche e, successivamente, verrà sviluppata la progettazione esecutiva nell'ambito della quale si completerà, in dettaglio, il progetto; precisamente si procederà a:

- dimensionamento di tutte le apparecchiature;
- assegnazione ai fornitori degli ordini dei vari sistemi, sottosistemi e componenti degli impianti;
- disposizione plano-altimetrica di tutti i componenti principali e ausiliari e delle tubazioni;
- verifica della mappatura dei livelli di emissione sonora sulla base del posizionamento delle apparecchiature e dei fabbricati;
- elaborazione dei disegni di montaggio;
- elenco dettagliato dei materiali;

- preparazione dei manuali di istruzione, montaggio, avviamento e conduzione dell'impianto.

In conformità con quanto richiesto dal D.Lgs 494 del 1996 il Coordinatore per la Sicurezza in Fase di Progettazione svilupperà il Piano Generale di Coordinamento e il Piano di Sicurezza e Coordinamento, piani che verranno resi noti a tutte le componenti operative interessate nella realizzazione dell'opera.

9.1.2 Attività di Costruzione dei Nuovi Impianti

Le principali fasi di cantiere necessarie per la realizzazione del ripotenziamento della Centrale sono:

- demolizioni e sistemazione del sito;
- realizzazione delle opere civili compresa la movimentazione terra per la preparazione dei piani di fondazione, delle strade e dei piazzali interni all'area dell'impianto, e le opere di fondazione dei vari edifici;
- montaggio delle varie componenti dell'impianto.

La durata complessiva del cantiere è stimata in circa 45 mesi, comprensiva della fase di realizzazione delle opere civili e della fase dei montaggi elettromeccanici delle varie componenti.

Per le varie componenti dell'impianto le attività hanno la seguente durata (le attività sono parzialmente sovrapponibili):

- fondazioni e opere civili: 2 mesi per ogni turbogas, 4 mesi per la sottostazione, 3 mesi per il carbonile e i nastri, 3 mesi per la modifica all'opera di presa, 3 mesi per il rewamping del gruppo 1;
- montaggi: 10 e 13 mesi per i due turbogas, 3 mesi per la sottostazione, 8 mesi per il carbonile e i nastri, 1 mese per la modifica all'opera di presa, 10 mesi per il rewamping del gruppo 1;
- collaudi e prove: 5 mesi per i turbogas, 1 mese per la sottostazione, 1 mese per il carbonile e i nastri, 3 mesi per la modifica all'opera di presa, 3 mesi per il rewamping del gruppo 1.

Non si prevedono modifiche alla viabilità esterna all'area di Stabilimento.

Le attività di cantiere non prevedono l'effettuazione di stoccaggi anche temporanei di materiali pericolosi che comportino rischi particolari.

L'organizzazione del cantiere e le attività connesse saranno sviluppate secondo quanto definito nel Piano di Sicurezza e Coordinamento (D.Lgs 494/96), che secondo quanto previsto dalla normativa vigente, sarà portato a conoscenza di tutti gli operatori presenti in cantiere.

9.1.3 Pre-Avviamento ed Avviamento dei Nuovi Impianti

Terminata la fase di costruzione si procederà al pre-commissioning e al commissioning degli impianti. In particolare verranno eseguite le operazioni descritte nei paragrafi seguenti.

9.1.3.1 Prove Idrauliche

Le prove idrauliche vengono effettuate a fine montaggio su tutti i componenti e sistemi in pressione al fine di verificare la corretta esecuzione di giunti e accoppiamenti su apparecchiature e tubazioni.

Per realizzare la prova idraulica dei sistemi vapore e condensato/acqua alimento, viene utilizzata acqua demineralizzata additivata con sostanze chimiche che inibiscono la corrosione (si utilizzerà l'idrazina che ha la funzione di eliminare l'ossigeno disciolto nell'acqua). L'acqua utilizzata per le prove idrauliche verrà recuperata al termine di ogni test e stoccata nel serbatoio di riserva acqua demineralizzata. Eventuali scarichi verranno indirizzati alla vasca di neutralizzazione.

Per la prova idraulica di altri sistemi fluidi (ad esempio i sistemi di raffreddamento), verrà utilizzata acqua industriale senza aggiunta di additivi. Al termine di ogni test, l'acqua utilizzata verrà, per quanto possibile, recuperata e stoccata nel serbatoio acqua grezza.

9.1.3.2 Lavaggi Chimici

Le tubazioni vapore principali vengono sottoposte alle due seguenti operazioni:

- lavaggio basico (bollitura), effettuato con detergenti industriali diluiti in acqua demineralizzata, al fine di rimuovere tutte le sostanze grasse e oleose presenti sulle superfici interne,
- lavaggio acido, realizzato con acidi deboli (acido citrico) o acidi forti a basso dosaggio in acqua demineralizzata.

Per realizzare entrambe le operazioni verranno realizzati circuiti e collegamenti provvisori che consentano il controllo delle caratteristiche chimico/fisiche del fluido, l'adeguata circolazione del fluido in tutte le parti da trattare e la gestione degli effluenti.

Gli effluenti delle operazioni di lavaggio chimico verranno raccolti e inviati mediante autobotti e idonei impianti di trattamento.

9.1.3.3 Soffiature

Le tubazioni di vapore che collegano la caldaia alla turbina a vapore verranno pulite mediante soffiatura con vapore al fine di rimuovere tutte le particelle solide che staccandosi dalle pareti delle tubazioni possano danneggiare la palettature della turbina.

La soffiatura verrà eseguita collegando, mediante una tubazione provvisoria, l'estremità della tubazione stessa con l'atmosfera, attraverso una valvola ad apertura rapida ed un filtro/silenziatore.

L'operazione si esegue mettendo in pressione la caldaia e scaricando il vapore sulla turbina. Questa operazione facilita il distacco delle particelle mediante il meccanismo delle dilatazioni e contrazioni termiche.

Le particelle distaccate verranno raccolte nel filtro. Il vapore rilasciato all'atmosfera è puro vapore acqueo proveniente da acqua demineralizzata.

9.1.3.4 Flussaggio dell'Olio di Lubrificazione

Tutti i componenti dei sistemi di lubrificazione della turbina a gas, alternatore e turbina a vapore, verranno accuratamente lavati mediante flussaggio con olio lubrificante riscaldato. A monte di ogni cuscinetto verranno installati filtri provvisori a maglia fine destinati a rimuovere le impurità trasportate dall'olio lubrificante. Questa operazione verrà eseguita con continuità sino a quando si sia ottenuto il grado di pulizia richiesto. Per questa operazione verrà usata la carica di olio di lubrificazione che sarà poi utilizzata per l'esercizio.

Le impurità rimosse mediante i filtri verranno inviate ad idonei impianti di trattamento.

9.1.3.5 Dewatering dell'Olio dei Trasformatori

L'olio dei trasformatori di grossa taglia deve essere trattato prima della messa in servizio per eliminare le tracce di acqua che si sono accumulate nell'olio stesso a causa dell'umidità presente nell'aria. L'eliminazione di quest'acqua viene eseguita mediante un'apposita apparecchiatura.

Eventuali residui oleosi vengono raccolti ed inviati ad impianti di riprocessamento.

9.2 ARTICOLAZIONE DELLE ATTIVITA' DI REALIZZAZIONE ED ESERCIZIO DELLE OPERE CONNESSE

9.2.1 Nuovo Metanodotto

La realizzazione del metanodotto prevede l'esecuzione di diverse fasi sequenziali di lavoro che permettono di contenere le operazioni in una porzione limitata di territorio definita "fascia di lavoro".

Al termine dei lavori, il metanodotto sarà completamente interrato e la fascia di lavoro ripristinata; gli unici elementi fuori terra risulteranno essere:

- i cartelli segnalatori del metanodotto;
- i punti di intercettazione della linea (le apparecchiature di manovra, le apparecchiature di sfiato e le recinzioni).

Le operazioni di realizzazione del metanodotto si articolano nelle fasi operative di seguito riassunte:

- realizzazione di infrastrutture provvisorie: sono le piazzole di stoccaggio per l'accatastamento delle tubazioni, ecc.. Le piazzole verranno realizzare a ridosso di strade percorribili dai mezzi adibiti al trasporto dei materiali. In primo luogo verrà effettuato lo scotico e l'accantonamento dell'humus superficiale, quindi verrà opportunamente livellato il terreno. Se non esistenti saranno realizzati accessi provvisori dalla viabilità ordinaria per permettere l'ingresso ai mezzi di lavoro alle piazzole stesse;

- apertura della pista di lavoro: le operazioni di scavo della trincea e di montaggio della condotta richiederanno l'apertura di un'area di passaggio, denominata "pista di lavoro". Questa fascia dovrà essere il più continua possibile ed avere una larghezza tale da consentire la buona esecuzione dei lavori ed il transito dei mezzi di servizio e di soccorso. Nel caso in esame la fascia di lavoro avrà una larghezza complessiva non superiore a 18 m. Si prevede che tutte le attività si svolgeranno all'interno di tale fascia; i terreni all'esterno della fascia non subiranno pertanto alcun tipo di alterazione.

Sul un lato della condotta verrà previsto uno spazio continuo per il deposito del materiale di scavo della trincea. Sul lato opposto sarà invece realizzata una fascia per consentire:

- l'assieme della condotta;
- il passaggio dei mezzi occorrenti per l'assieme, il sollevamento e la posa della condotta e per il transito dei mezzi adibiti al trasporto del personale, dei rifornimenti e dei materiali e per il soccorso.

Prima dell'apertura della fascia di lavoro sarà eseguito, ove necessario, l'accantonamento dello strato di terreno vegetativo superficiale a margine della fascia di lavoro per riutilizzarlo in fase di ripristino. In questa fase verranno realizzate le opere provvisorie, come tombini, guadi o quanto altro serve per garantire il deflusso naturale delle acque.

I mezzi utilizzati saranno in prevalenza cingolati, ossia ruspe, escavatori e pale cariatrici. L'accessibilità alla fascia di lavoro sarà normalmente assicurata dalla viabilità ordinaria che, durante l'esecuzione dell'opera, subirà unicamente un aumento del traffico dovuto ai soli mezzi dei servizi logistici. I mezzi adibiti alla costruzione invece utilizzeranno esclusivamente la pista di lavoro messa a disposizione per la realizzazione dell'opera;

- sfilamento dei tubi lungo l'area di passaggio: tale attività consiste nel trasporto dei pezzi di tubazione dalle piazzole di stoccaggio e nel loro posizionamento lungo la fascia di lavoro, predisponendoli testa a testa per la successiva fase di saldatura. Per queste operazioni verranno utilizzati trattori posatubi (sideboom) e mezzi cingolati adatti al trasporto delle tubazioni;
- saldatura di linea: i tronchi di tubazione saranno collegati tra loro mediante saldatura ad arco elettrico impiegando motosaldatrici a filo continuo. L'accoppiamento sarà eseguito mediante accostamento di testa di due tubi, in modo da formare, ripetendo l'operazione più volte, un tratto di condotta. I tratti di tubazioni saldati saranno temporaneamente disposti parallelamente alla traccia dello scavo, appoggiandoli su appositi sostegni in legno per evitare il danneggiamento del rivestimento esterno. I mezzi utilizzati in questa fase saranno essenzialmente trattori posatubi, motosaldatrici e compressori ad aria;

- controlli non distruttivi delle saldature: le saldature saranno tutte sottoposte a controlli non distruttivi mediante l'utilizzo di tecniche radiografiche;
- scavo della trincea: lo scavo destinato ad accogliere la condotta sarà effettuato con l'utilizzo di macchine escavatrici adatte alle caratteristiche morfologiche e litologiche del terreno attraversato. Il materiale di risulta dello scavo verrà depositato lateralmente allo scavo stesso, lungo la fascia di lavoro, in modo da poter essere riutilizzato in fase di rinterro della condotta. Tale operazione sarà eseguita in modo da evitare la miscelazione del materiale di risulta con lo strato unico, accantonato nella fase di apertura della fascia di lavoro;
- posa della condotta: ultimata la verifica della perfetta integrità del rivestimento, la colonna saldata sarà sollevata e posata nello scavo con l'impiego di trattori posatubi (sideboom). Nel caso in cui il fondo dello scavo presenti asperità tali da poter compromettere l'integrità del rivestimento, sarà realizzato un letto di posa con materiale inerte (sabbia, ecc.);
- ricoprimento della condotta: la condotta posata in fondo alla trincea sarà interrata utilizzando totalmente il materiale di risulta accantonato lungo la fascia di lavoro all'atto dello scavo della trincea. A conclusione delle operazioni di rinterro si provvederà a ridistribuire sulla superficie il terreno vegetale accantonato;
- esecuzione dei ripristini: la fase consiste in tutte le operazioni necessarie a riportare l'ambiente allo stato preesistente i lavori, in modo da annullare i disturbi arrecati dalle attività di costruzione. Le opere di ripristino previste possono essere raggruppate nelle seguenti due tipologie principali:
 - ripristini geomorfologici: comprendono le opere e gli interventi mirati alla sistemazione dei tratti di maggiore acclività, alla sistemazione e protezione delle sponde dei corsi d'acqua attraversati, al ripristino di strade e servizi incontrati dal tracciato ecc.,
 - ripristini vegetazionali: sono gli interventi che tendono alla ricostituzione, nel più breve tempo possibile, del manto vegetale preesistente i lavori, nelle zone con vegetazione naturale, e restituire l'originaria fertilità, nelle aree agricole;
- realizzazione degli attraversamenti: le metodologie previste per la realizzazione degli attraversamenti dei corsi d'acqua e delle infrastrutture possono essere così suddivise:
 - attraversamenti privi di tubo di protezione, che sono generalmente realizzati per mezzo di scavi a cielo aperto,
 - attraversamenti con messa in opera di tubo di protezione, questa metodologia può essere realizzata per mezzo di scavo cielo aperto o con l'impiego di apposite attrezzature spingitubo (trivelle);

- realizzazione degli impianti: la realizzazione degli impianti di linea consiste nel montaggio delle valvole sia interrate che aeree, dei relativi bypass e dei diversi apparati che li compongono. Le valvole interrate saranno messe in opera con lo stelo di manovra fuori terra per regolarne l'apertura e la chiusura. A termine dei lavori verrà effettuato il collaudo ed il collegamento dei sistemi di linea;
- collaudo idrico, collegamento e controllo della condotta: a condotta completamente posata e collegata si effettuerà il collaudo idraulico che sarà eseguito riempimento la tubazione di acqua e pressurizzandola ad almeno 1.2 volte la pressione massima di esercizio, per una durata di 48 ore. Le fasi di riempimento e svuotamento dell'acqua del collaudo idrico saranno eseguite utilizzando idonei dispositivi, comunemente denominati "pigs", impiegati anche per operazioni di pulizia e messa in esercizio della condotta.

9.2.2 Adeguamento dell'Elettrodotto Esistente

Per la descrizione delle attività relative all'adeguamento delle linee esistenti si rimanda a quanto riportato in Appendice A.

10 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE

Con il termine “Interazioni con l’Ambiente”, ci si riferisce sia all’utilizzo di materie prime e risorse, sia alle emissioni di materia in forma solida, liquida e gassosa, alle emissioni acustiche e ai flussi termici della Centrale nell’assetto ripotenziato che possono essere rilasciati verso l’esterno.

In particolare nel seguito sono quantificati (sia per la fase di costruzione che nell’assetto ripotenziato):

- emissioni in atmosfera;
- emissioni sonore;
- prelievi e scarichi idrici;
- movimenti di terra e materiali da costruzione;
- consumi e materie prime;
- produzione di rifiuti;
- occupazione di suolo;
- manodopera;
- traffico.

Queste interazioni possono rappresentare una sorgente di impatto e la loro quantificazione costituisce, quindi, un aspetto fondamentale dello Studio di Impatto Ambientale. A tali elementi, in particolare, è fatto riferimento per la valutazione degli impatti riportata nel Quadro di Riferimento Ambientale.

Al fine di consentire la valutazione degli impatti riconducibili esclusivamente al progetto di ripotenziamento, all’interno di ogni paragrafo sono anche riportati i dati di sintesi previsti nell’assetto già autorizzato di impianto, parzialmente riportati nel precedente Paragrafo 5.2.2.

10.1 EMISSIONI IN ATMOSFERA

10.1.1 Fase di Realizzazione

In fase di realizzazione dei nuovi impianti della Centrale si avranno sostanzialmente due tipi di emissioni in atmosfera:

- sviluppo di polveri, principalmente durante le operazioni che comportano il movimento di terra per la preparazione dell'area di lavoro, per la realizzazione delle fondazioni, ecc.;
- emissioni di inquinanti da combustione, dovute sostanzialmente a fumi di scarico delle macchine e dei mezzi pesanti utilizzati in cantiere (autocarri, escavatori, autobetoniere, gru, ecc.).

I mezzi impiegati durante la costruzione sono indicati al Paragrafo 10.6.1.1.

10.1.2 Assetto Ripotenziato e Confronto con l'Assetto Ambientalizzato (Autorizzato)

10.1.2.1 Quantificazioni relative all'Assetto Ripotenziato

La Centrale avrà quattro sorgenti di emissione continua costituite dai camini delle due caldaie a recupero dei cicli combinati e dai due camini delle due caldaie dei gruppi a carbone in funzione.

L'altezza dei camini sarà uguale per tutte le sezioni e sarà pari a circa 60 m mentre il diametro sarà pari a:

- 4 m per i gruppi a carbone;
- 7 m per i cicli combinati.

Le condizioni di massima emissione di effluenti gassosi e di produzione di inquinanti saranno ovviamente quelle relative al funzionamento della Centrale alle condizioni di esercizio in ore di punta, con le due unità turbogas e le due a carbone in funzione al carico nominale.

Nella tabella seguente è rappresentato il quadro riepilogativo relativo alle emissioni in atmosfera prodotte dalla Centrale in funzionamento nominale.

Cicli Combinati	Inquinante	Emissione
		NOx
	CO	30 mg/Nm ^{3 (1)}
Gruppi Tradizionali a Carbone	NOx	200 mg/Nm ^{3 (2)}
	SO ₂	400 mg/Nm ^{3 (2)}
	polveri	35 mg/Nm ^{3 (2)}

Note:

- 1) Riferite ai fumi secchi, 15% O₂
- 2) Riferite a fumi secchi, 6 % di O₂

L'utilizzo di bruciatori DLN assicurerà, per il turbogas, i minimi valori di emissioni di ossidi di azoto attualmente raggiungibili.

Le caratteristiche geometriche e le emissioni massime puntuali della caldaia a recupero dei turbogas e delle sezioni tradizionali sono sintetizzate nella tabella seguente (si ricorda che i gruppi a carbone saranno tre, di eguali caratteristiche emissive, di cui al massimo solo due risulteranno in funzione contemporaneamente).

Item	Cicli Combinati	Sezioni Tradizionali (Carbone)	TOTALE
No. camini	2	2	4
Altezza camino	60 m	60 m	n.a. ⁽¹⁾
Diametro camino	7 m	4 m	n.a. ⁽¹⁾
Velocità di uscita dei fumi	16.3 m/s	39 m/s	n.a. ⁽¹⁾
Temperatura di uscita dei fumi	100 °C	125 °C	n.a. ⁽¹⁾
Portata dei fumi (oraria) ⁽²⁾	3,700,000 Nm ³ /h	2,070,000 Nm ³ /h	5,770,000 Nm ³ /h
Emissione NOx (oraria)	185 kg/h	414 kg/h	599 kg/h
Emissione SO ₂ (oraria)	- ⁽³⁾	828 kg/h	828 kg/h
Emissione polveri (oraria)	- ⁽³⁾	72 kg/h	72 kg/h
Emissione NOx (annuale)	1,480 t/anno	3,312 t/anno	4,792 t/anno
Emissione SO ₂ (annuale)	- ⁽³⁾	6,624 t/anno	6,624 t/anno
Emissione polveri (annuale)	- ⁽³⁾	576 t/anno	576 t/anno

Note:

- 1) Non applicabile
- 2) Riferita a fumi secchi, con 6% di O₂ nel caso di alimentazione a carbone, 15 % di O₂ nel caso di alimentazione a gas naturale
- 3) Trascurabili

Le emissioni annuali di inquinanti sono state calcolate con riferimento a 8,000 ore di funzionamento.

Un ulteriore contributo all'inquinamento atmosferico è fornito dal traffico veicolare relativo all'approvvigionamento combustibili, trasporto addetti ed allo smaltimento di ceneri e gesso.

10.1.2.2 Quantificazioni relative all'Assetto Ambientalizzato (Autorizzato)

Con riferimento a quanto indicato nel precedente Paragrafo 5.2.2, sono di seguito riportati i dati previsti di esercizio nella configurazione ambientalizzata già autorizzata di esercizio.

Tale configurazione consente il funzionamento, anche in contemporanea, di due gruppi convenzionali a carbone (il No. 3 e il No. 4), previa installazione del DeNOx, con limiti massici settimanali e annuali sulle emissioni di inquinanti in atmosfera.

Nella tabella seguente è rappresentato il quadro riepilogativo relativo alle emissioni in atmosfera prodotte dalla Centrale in funzionamento nominale.

Inquinante	Emissione
NOx	200 mg/Nm ³ ⁽¹⁾
SO ₂	400 mg/Nm ³ ⁽¹⁾
polveri	35 mg/Nm ³ ⁽¹⁾

Note:

- 1) Riferite a fumi secchi, 6 % di O₂

Nel seguito si riportano le caratteristiche geometriche dei camini (invariati rispetto all'assetto ripotenziato) e le emissioni di inquinanti in atmosfera delle due sezioni tradizionali (dati orari relativi al funzionamento di due gruppi al massimo carico e valori massimi annuali).

ITEM	SEZIONI TRADIZIONALI (CARBONE)
No. camini	2
Altezza camino	60 m
Diametro camino	4 m
Velocità di uscita dei fumi	39 m/s
Temperatura di uscita dei fumi	125 °C
Portata dei fumi (oraria) ⁽¹⁾	2,070,000 Nm ³ /h
Emissione NOx (oraria)	414 kg/h
Emissione SO ₂ (oraria)	828 kg/h
Emissione polveri (oraria)	72 kg/h
Emissione NOx (annuale)	1,656 t/anno
Emissione SO ₂ (annuale)	3,312 t/anno
Emissione polveri (annuale)	290 t/anno

Note:

- 1) Riferita a fumi secchi, con 6% di O₂

10.1.2.3 Considerazioni Conclusive

Il ripotenziamento della Centrale determinerà variazioni del quadro emissivo dell'impianto.

Per quanto riguarda i valori di breve periodo, si osserva quanto segue:

- non si avranno incrementi delle emissioni massime orarie di SO₂ e polveri (rispettivamente pari a 828 kg/h e 72 kg/h);
- si avranno incrementi delle emissioni massime orarie di NOx (da 414 kg/h a 599 kg/h), associate alla messa in esercizio dei gruppi turbogas.

Per quanto riguarda le emissioni annue, si rileva che la realizzazione del progetto di ripotenziamento determinerà incrementi delle emissioni di inquinanti, in seguito alla presenza dei due gruppi turbogas e alla marcia a pieno carico di entrambi i gruppi sul lungo periodo.

Tutti i valori sono riassunti nella seguente tabella di sintesi.

CONFRONTO TRA ASSETTO DI PROGETTO E ASSETTO AUTORIZZATO AMBIENTALIZZATO				
Valori di Breve Periodo (Emissioni Massime Orarie)				
	UdM	Progetto	Autorizzato	Confronto
Emissione NOx	kg/h	599	414	185
Emissione SO ₂	kg/h	828	828	0
Emissione polveri	kg/h	72	72	0
Valori Annuì				
	UdM	Progetto	Autorizzato	Confronto
Emissione NOx	t/anno	4,792	1,656	3,136
Emissione SO ₂	t/anno	6,624	3,312	3,312
Emissione polveri	t/anno	576	290	286

10.2 **EMISSIONI SONORE**

10.2.1 **Fase di Realizzazione**

Durante il periodo di realizzazione della Centrale, le emissioni sonore sono da collegarsi principalmente al funzionamento dei mezzi di cantiere utilizzati per il trasporto, la movimentazione e la costruzione. Le principali attività durante le quali si registreranno emissioni rumorose sono:

- installazione cantiere;

- movimentazione terreno;
- realizzazione delle fondazioni;
- realizzazione strutture in c.a.;
- installazione impianti;
- realizzazione opere esterne.

Nell'ambito delle attività di costruzione edili in genere, le attività sopra citate comportano valori di potenza sonora (LWA) compresi tra circa 98 e 120 dBA. I mezzi impiegati durante la costruzione sono indicati al Paragrafo 10.6.1.1.

10.2.2 Assetto Ripotenziato e Confronto con l'Assetto Ambientalizzato (Autorizzato)

10.2.2.1 Quantificazioni relative all'Assetto Ripotenziato

Le principali sorgenti acustiche dell'impianto sono evidenziate in Figura 10.1. Le caratteristiche acustiche delle sorgenti sono sintetizzate nella seguente tabella.

Item	Principali Sorgenti Gruppi a ciclo combinato	Livello pression e sonora (dBA)	Banda d'ottava (Hz)									Potenza sonora per unità Lw (dBA)
			31,5	65	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
F4.	Turbogeneratore a gas ⁽¹⁾	75	112	114	107	103	100	99	103	98	92	107 x 2
F10.	Edificio macchine	67 ⁽²⁾										109
F7.	Camera filtri	69	73	73	75	73	79	90	85	87	73	93 x 2
F1.	GVR	65 a 5 m	127	123	106	97	91	91	87	83	72	100 x 2
F2.	Camino GVR	65 a 5 m	121	108	104	99	100	90	86	78	74	99 x 2
F3.	Pompe alimento GVR	65 a 5 m	90	90	88	88	90	87	87	83	79	93 x 2
F8.	Trasformatore elevatore	75	101	110	94	97	99	96	89	81	80	100 x 3
F9.	Stazione di misura e riduzione gas metano	67	-	59	61	64	67	69	72	76	73	80
F5.	Estrattori aria da cabinato TG	-	98	98	107	98	95	92	87	84	83	98 x 2
F6.	Estrattori aria da cabinato scarico TG	-	100	101	107	99	96	93	89	88	85	99 x 2

Note

- (1) Le turbine a gas ed i generatori sono all'interno di un cabinato.
- (2) La caratterizzazione è stata effettuata considerando la rumorosità della turbina vapore e delle altre macchine ad essa connessa, uguale a quella della turbina del gruppo 3 valutata all'esterno del locale macchine in corrispondenza dell'edificio 38.

Al fine di contenere le emissioni sonore, nel progetto della Centrale sono previste apposite insonorizzazioni. In particolare:

- le principali macchine (turbine a gas, generatori elettrici ed i loro principali accessori) saranno insonorizzate con appositi cabinati con evidenti vantaggi dal punto di vista dell'impatto acustico;
- i gruppi a ciclo combinato impiegheranno l'esistente turbina a vapore del gruppo 2;
- la Turbina a Vapore, il generatore e le altre apparecchiature sono posizionate all'interno dell'edificio macchine..

Un ulteriore contributo alle emissioni sonore è fornito dal traffico veicolare funzionale all'approvvigionamento combustibili e trasporto addetti ed allo smaltimento di ceneri e gesso.

10.2.2.2 Quantificazioni relative all'Assetto Ambientalizzato (Autorizzato)

Nella configurazione ambientale (autorizzata) di esercizio è prevista la messa in marcia di due sezioni termoelettriche a carbone. Valutazioni previsionali sul clima acustico in tale configurazione sono riportate nel Quadro di Riferimento Ambientale del SIA.

10.2.2.3 Considerazioni Conclusive

Il ripotenziamento della Centrale determinerà un incremento del numero di sorgenti sonore e un incremento minimo dei livelli sonori nell'ambiente circostante. Una estesa trattazione sulla valutazione dei campi sonori nell'assetto ripotenziato e un loro confronto con la configurazione ambientalizzata autorizzata sono riportate nel Quadro di Riferimento Ambientale del SIA.

Alla luce di quanto riportato in tale Quadro, dal confronto con la situazione autorizzata emergono le seguenti considerazioni:

- le nuove sorgenti di rumore sono esclusivamente quelle riconducibili ai nuovi gruppi a turbogas. Il nuovo assetto dei gruppi tradizionali non modifica infatti il quadro delle sorgenti sonore per le sezioni tradizionali rispetto alla configurazione autorizzata (due gruppi in marcia);
- il quadro emissivo complessivo non varia significativamente da quello autorizzato. I nuovi impianti, infatti, sono caratterizzati da una rumorosità inferiore a quella relativa ai gruppi tradizionali in esercizio.

10.3 PRELIEVI E SCARICHI IDRICI

10.3.1 Fase di Realizzazione

10.3.1.1 Prelievi Idrici

In fase di realizzazione dell'opera saranno effettuati prelievi idrici collegati essenzialmente all'umidificazione delle aree di cantiere, al fine di limitare le emissioni di polveri, e agli usi civili. Si prevede quanto segue:

- umidificazione delle aree di cantiere: allo scopo di ridurre il più possibile l'emissione di polveri da parte del cantiere, verrà periodicamente effettuata la bagnatura delle strade con un consumo d'acqua approssimativamente stimabile in 5-10 m³/giorno di fabbisogno massimo. Tali quantitativi di acqua potranno essere forniti direttamente dalla rete di stabilimento;
- uso civile: l'utilizzo massimo di acque sanitarie in fase di costruzione è quantificabile in 60 l/giorno per addetto. Ipotizzando una presenza massima di 500 addetti si stima un consumo di circa 30 m³/giorno per una durata di circa 45 mesi (corrispondente all'intera durata delle attività di cantiere). I quantitativi necessari potranno essere forniti dalla rete acquedottistica.

10.3.1.2 Scarichi Idrici

Durante la fase di realizzazione dei nuovi impianti di Centrale si avranno scarichi idrici sostanzialmente riconducibili alle sole acque meteoriche e igienico-sanitarie.

Le acque igienico-sanitarie scaricheranno una portata media stimata in circa 30 m³/giorno che verranno inviati a fossa Imhoff (o allacciati alla rete fognaria di Stabilimento) e smaltiti secondo normativa.

Le acque meteoriche verranno raccolte mediante scoline di drenaggio che sfrutteranno la pendenza naturale del terreno; inoltre, prima della realizzazione della pavimentazione, parte delle acque meteoriche verrà assorbita dal terreno.

10.3.2 Assetto Ripotenziato e Confronto con l'Assetto Ambientalizzato (Autorizzato)

10.3.2.1 Quantificazioni relative all'Assetto Ripotenziato

In virtù delle scelte progettuali effettuate, nonché dell'attuale filosofia di esercizio che ha condotto al riutilizzo pressoché totale delle acque di processo, annullando di fatto i prelievi idrici, il fabbisogno d'acqua della Centrale nell'assetto ripotenziato è estremamente limitato ed è legato essenzialmente al consumo per usi civili (acque

sanitarie) e a quello per i reintegri del ciclo delle acque, per la produzione di acqua demi e per il funzionamento del desolfatore (l'acqua necessaria non sarà prelevata però dalle reti acquedottistiche, ma sarà fornita da un impianto di dissalazione).

In Figura 6.2 è riportato lo schema del bilancio idrico della Centrale nell'assetto ripotenziato, dal quale si evince che il prelievo complessivo annuo di acqua potabile ammonta a 30,000 m³. L'acqua necessaria per gli usi industriali sarà fornita dagli impianti di dissalazione o dalle acqua meteoriche raccolte e opportunamente trattate.

I prelievi di acqua di mare necessari per il raffreddamento del ciclo termico ammontano a circa 900,000,000 t/anno. Tale acqua sarà restituita, a temperatura superiore a quella di ingresso, al corpo idrico recettore nelle stesse quantità del prelievo, a meno delle perdite evaporative dell'acqua dissalata utilizzata nei processi.

La restituzione dell'acqua di raffreddamento costituisce l'unico scarico idrico esterno della Centrale, in quanto tutti gli altri scarichi sono trattati e recuperati nella rete idrica di Stabilimento, in analogia alle attuali modalità di riutilizzo di tutte le acque di processo.

Le caratteristiche dello scarico termico sono riassunte nella seguente tabella.

Potenza Termica Smaltita in Mare				
<i>Item</i>	UdM	<i>Unità</i>		Totale
		CCGT 1-2	Gruppi No. 3 e No. 4	
Portata Acqua Raffreddamento	m ³ /s	10.1	21	31.1
Delta T	°C	10.5	10	10
Potenza Termica Smaltita	MW	444	880	1,324

10.3.2.2 Quantificazioni relative all'Assetto Ambientalizzato (Autorizzato)

In Figura 5.2 è riportato il bilancio idrico di previsione nell'assetto ambientalizzato autorizzato. Dal confronto con la Figura 6.2 (bilancio idrico nell'assetto ripotenziato) si può osservare che, rispetto all'assetto di progetto, le uniche variazioni sono relative agli apporti dell'acqua di raffreddamento (e ai relativi scarichi) del ciclo termico e alle perdite per evaporazione di acqua industriale.

Nell'assetto autorizzato si stima infatti un fabbisogno di circa 450,000,000 t/anno di acqua di mare, e perdite evaporative pari a 321,000 t/anno.

Per quanto riguarda la potenza termica smaltita in mare, nel caso di funzionamento al massimo carico di entrambi i gruppi si prevede una potenza termica smaltita in mare

pari a circa 840 MW (si veda anche quanto indicato al Paragrafo 5.2.2.2): a livello di media annuale tale valore si riduce a circa 700 MW.

10.3.2.3 Considerazioni Conclusive

I dati previsti di esercizio nella configurazione ripotenziata e in quella autorizzata sono riassunti nella seguente tabella. Nell'ultima colonna sono evidenziate le differenze tra l'assetto ripotenziato e quello autorizzato.

CONFRONTO TRA ASSETTO DI PROGETTO E ASSETTO AUTORIZZATO AMBIENTALIZZATO				
Prelievi Idrici				
<i>Tipologia</i>	<i>UdM</i>	<i>Progetto</i>	<i>Autorizzato</i>	<i>Confronto</i>
Acqua di Mare	t/anno	900,000,000	450,000,000	450,000,000
Acque Meteoriche	t/anno	36,000	36,000	0
Acqua Potabile	t/anno	30,000	35,000	- 5,000
Scarichi Idrici				
<i>Tipologia</i>	<i>UdM</i>	<i>Progetto</i>	<i>Autorizzato</i>	<i>Confronto</i>
Restituzione Acqua Mare	t/anno	899,420,000	449,750,000	449,670,000
Evaporazione	t/anno	646,000	321,000	325,000
Potenza Termica Smaltita in Mare				
<i>Item</i>	<i>UdM</i>	<i>Progetto</i>	<i>Autorizzato</i>	
Portata Acqua Raffreddamento	m ³ /s	31.1	21	10.1
Potenza Termica Smaltita	MW	1,324	840 (breve periodo) 700 (media)	484 (breve periodo) 624 (media)

10.4 UTILIZZO DI MATERIE PRIME E RISORSE NATURALI

10.4.1 Fase di Realizzazione

Nel presente paragrafo sono valutati gli aspetti relativi a:

- manodopera impiegata nelle attività di costruzione;
- occupazione di aree per il cantiere;
- movimenti terra;
- materiali impiegati per la costruzione.

Per quanto riguarda la manodopera impiegata per le attività di cantiere, nel seguito si riporta una stima delle ore lavorative necessarie per la realizzazione delle diverse opere:

- 1,200,000 ore per i due turbogas;
- 500,000 ore per il DeNOx;
- 600,000 ore per il DeSOx;
- 500,000 ore per il carbonile e i nastri;
- 150,000 ore per l'opera di presa;
- 300,000 ore per la sottostazione.

L'area impegnata durante le fasi di realizzazione della Centrale ammonterà a circa 100,000 m², comprensivi dell'area di cantiere.

Una stima di larga massima della quantità di terre movimentate porta ad un valore di circa 30,000 m³, sino ad una profondità massima di 5 metri (tale cifra tiene conto dei movimenti terra per la predisposizione del piano di posa e fondazione degli edifici e per la sistemazione superficiale finale). Salvo indicazioni contrarie derivanti dallo sviluppo della progettazione esecutiva, le operazioni saranno eseguite mantenendo un bilancio tra scavi e riporti. I terreni di scarico saranno utilizzati per livellamenti ed eventuali riporti.

Per quanto riguarda, infine, i materiali utilizzati per la costruzione, sono stimate le seguenti quantità:

- calcestruzzo: 40,000 m³;
- ferro: 3,000,000 t

10.4.2 Assetto Ripotenziato e Confronto con l'Assetto Ambientalizzato (Autorizzato)

10.4.2.1 Quantificazioni relative all'Assetto Ripotenziato

Nel presente paragrafo sono valutati gli aspetti relativi a:

- occupazione di nuove aree e volumi;
- materie prime utilizzate;
- manodopera impiegata in esercizio.

Per quanto riguarda l'analisi relativa a nuove superfici e volumetrie, in sintesi a quanto riportato nel precedente Paragrafo 2.3.2 si rileva che la realizzazione delle nuove opere implicherà:

- un incremento complessivo di superficie pari a 8,215 m²;
- un incremento complessivo di volumetria pari a 490,929 m³.

Per quanto riguarda l'utilizzo di materie prime, i combustibili costituiscono di gran lunga i materiali di approvvigionamento necessari in maggiore quantità, ossia carbone (tra 123 t/h e 147 t/h per ciascuna sezione termoelettrica a carbone, in funzione della tipologia del carbone utilizzato) e gas naturale (circa 100 t/h per ogni turbogas). Per quanto riguarda il carbone, in particolare, nell'assetto ripotenziato è previsto il consumo di circa 2,259,000 t/anno di carbone (con riferimento ad una portata di 123 t/h di carbone sudafricano e 4,000 ore di funzionamento per il gruppo 1, e di 147 t/h di carbone adaro e 6,000 ore di funzionamento per ciascuno dei gruppi 3 e 4).

La presenza del desolfatore rende necessario anche l'approvvigionamento di significative quantità di calcare, necessario al funzionamento dell'impianto: più in dettaglio il funzionamento del desolfatore determina un consumo pari a 4.2 t/h (si veda il Paragrafo 6.1.3) che, moltiplicate per le ore di esercizio previste per il gruppo 1 (4,000 ore anno), quantificano il fabbisogno annuo (16,800 t/anno).

Le altre materie prime sono costituite dai prodotti chimici utilizzati per il normale funzionamento della Centrale e per le operazioni di manutenzione, comunque in quantità contenute.

Occorre infine sottolineare che l'esercizio nell'assetto di progetto consentirà di lasciare inalterata la forza lavoro nel sito produttivo di Edipower che è pari a circa 200 unità.

10.4.2.2 Quantificazioni relative all'Assetto Ambientalizzato (Autorizzato)

Sulla base di quanto esposto al Paragrafo 5.2.2.2 sulla previsione dei dati di esercizio della Centrale nell'assetto ambientalizzato (autorizzato), è previsto il consumo di 1,335,000 t/anno di carbone.

10.4.2.3 Considerazioni Conclusive

La differenza del consumo di carbone tra l'assetto ripotenziato e quello ambientalizzato (autorizzato) è di circa 924,000 t/anno. L'assetto autorizzato non

incide invece in maniera significativa sugli altri parametri quantificati nell'assetto ripotenziato.

10.5 PRODUZIONE DI RIFIUTI, GESSO E CENERI

10.5.1 Fase di Realizzazione

Lo smantellamento di alcuni edifici/impianti attualmente presenti in Centrale, e in particolare la demolizione della sottostazione elettrica e la demolizione di parte del gruppo No. 2, determineranno la produzione di significative quantità di rifiuti, che saranno smaltiti in accordo alla normativa vigente.

In particolare, sulla base di stime effettuate, si prevede che per lo smantellamento del gruppo No. 2 e per la messa in esercizio del gruppo No. 1 sia necessario lo smaltimento di circa 650 t di amianto.

Nel corso delle attività di costruzione si prevede inoltre che possano essere generati, in funzione delle lavorazioni effettuate, i seguenti tipi di rifiuti la cui quantità può essere stimata comunque modesta:

- legno proveniente dagli imballaggi delle apparecchiature, ecc.;
- residui plastici;
- scarti di cavi, ecc.;
- residui ferrosi;
- olio proveniente dalle apparecchiature nel corso dei montaggi e/o avviamenti.

Si evidenzia che tutti i rifiuti prodotti verranno gestiti e smaltiti sempre nel rispetto delle normativa vigente.

10.5.2 Assetto Ripotenziato e Confronto con l'Assetto Ambientalizzato (Autorizzato)

10.5.2.1 Quantificazioni relative all'Assetto Ripotenziato

Le tipologie di rifiuti prodotti durante le attività di esercizio della Centrale saranno:

- rifiuti urbani o assimilabili, in quantità limitata che verranno differenziati e smaltiti secondo quanto prevede la normativa vigente;

- rifiuti industriali (sia in forma liquida, sia in forma solida) derivanti dalle attività di processo o ad esse riconducibili, quali le operazioni di manutenzione ordinaria e straordinaria di gestione degli impianti. In particolare:
 - oli esausti inviati al Consorzio Smaltimento Oli Usati,
 - residui provenienti dalla pulizia periodica del sistema i filtrazione degli oli,
 - residui solidi della pulizia e sostituzione filtri per l'aria aspirata dai turbogas,
 - acque acide di lavaggio dei compressori e delle turbine,
 - rifiuti provenienti dalle normali attività di pulizia (stracci, coibentazioni etc.);

Anche in questo caso, i rifiuti prodotti verranno stoccati e quindi smaltiti secondo le prescrizioni delle normative vigenti.

Il funzionamento a pieno carico dei gruppi a carbone e l'utilizzo del desolfatore determineranno infine la produzione di (tali materiali, per quanto possibile, non saranno smaltiti come rifiuti ma saranno riutilizzati nel campo dell'edilizia):

- ceneri, che sulla base degli attuali dati di consuntivo della Centrale, sono stimate nelle seguenti quantità:
 - ceneri leggere: 2,421 t/anno,
 - ceneri pesanti: 67,676 t/anno;
- gesso, per complessive 28,000 t/anno (si veda il Paragrafo 6.1.3.5).

10.5.2.2 Quantificazioni relative all'Assetto Ambientalizzato (Autorizzato)

Sulla base di quanto esposto al Paragrafo 5.2.2.2 sulla previsione dei dati di esercizio della Centrale nell'assetto autorizzato, la produzione di ceneri nell'assetto ambientalizzato (autorizzato) è stimata in 48,642 t/anno.

10.5.2.3 Considerazioni Conclusive

I dati previsti di esercizio nella configurazione ripotenziata e in quella autorizzata sono riassunti nella seguente tabella. Nell'ultima colonna sono evidenziate le differenze tra l'assetto ripotenziato e quello autorizzato.

CONFRONTO TRA ASSETTO DI PROGETTO E ASSETTO AMBIENTALIZZATO AUTORIZZATO			
PRODUZIONE CENERI E GESSI			
<i>Tipologia</i>	<i>Progetto</i>	<i>Autorizzato</i>	<i>Confronto</i>
Smaltimento Gessi	28,000 t/anno	0	28,000 t/anno
Smaltimento Ceneri	70,097 t/anno	48,642 t/anno	21,455 t/anno

10.6 TRAFFICO DI MEZZI

10.6.1 Fase di Realizzazione

10.6.1.1 Mezzi di Cantiere

Nella seguente tabella sono indicate le tipologie di mezzi che si prevede vengano utilizzati per le attività di costruzione e, per ciascun mezzo, il numero massimo di unità che si prevede possano essere utilizzati in cantiere.

Macchinari	No.
Scavatrici	3
Pale	2
Autocarri	5
Ruspe-livellatrici	3
Rulli	1
Asfaltatrici	1
Autobetoniere	5
Pompaggio cls	4
Trattori	1
Autogru	4
Gru fisse	1
Carrelli elevatori	3
Gruppi elettrogeni	2
Motocompressori	2
Martelli pneumatici	5

Si assume che il numero di mezzi contemporaneamente in funzione durante le fasi di realizzazione dell'opera a progetto sia pari all'80% del massimo.

10.6.1.2 Traffico su Strada

In fase di realizzazione il traffico mezzi su strada sarà legato al trasporto di materiale da costruzione e del personale. I mezzi dedicati al trasporto del personale saranno in numero variabile, a seconda del periodo, e in funzione del numero di persone addette, in ciascuna fase, alle opere di realizzazione.

Si prevede che il periodo di maggior movimentazione di mezzi sia connesso all'attività di preparazione dell'area e ai getti di calcestruzzo. Il traffico di mezzi terrestri in fase di costruzione è quantificato nella successiva tabella.

Attività	Traffico Stradale Massimo
Autobetoniere per trasporto cls	30 transiti/giorno
Automezzi per trasporto materiali da costruzione	200 transiti/giorno (max)
Automezzi per trasporto personale di cantiere	max 150 transiti/giorno

Il numero di automezzi è stato stimato con riferimento a cantieri di simili caratteristiche. Non si prevede alcuna modifica alla viabilità ordinaria.

10.6.2 **Assetto Ripotenziato e Confronto con l'Assetto Ambientalizzato (Autorizzato)**

10.6.2.1 Quantificazioni relative all'Assetto Ripotenziato

Il traffico di mezzi nell'assetto ripotenziato è imputabile essenzialmente al traffico terrestre legato a:

- approvvigionamento di materiali e prodotti di consumo (principalmente carbone e calcare);
- smaltimento/invio a destinazione dei gessi e dei rifiuti generati dall'impianto;
- movimento degli addetti.

L'esercizio della Centrale di Brindisi implica inoltre una quota di traffico marittimo per l'approvvigionamento del carbone.

Per quanto riguarda l'approvvigionamento del carbone (circa 2,259,000 t/anno), il combustibile sarà approvvigionato via mare e portato via camion dalla banchina di scarico al carbonile. I traffici marittimi associati sono i seguenti:

- nel caso di utilizzo di navi di 40,000 DWT, 56 navi;

- nel caso di utilizzo di navi di 60,000 DWT, 38 navi.

Per quanto riguarda l'approvvigionamento del calcare (16,800 t/anno), lo smaltimento del gesso (28,000 t/anno) e delle ceneri (70,097 t/anno), tutte le movimentazioni sono previste via camion: i traffici associati sono stimati rispettivamente in 840 transiti/anno, 1,400 transiti/anno e 3,500 transiti/anno.

Trascurabili risultano i traffici associati allo smaltimento degli altri rifiuti prodotti dalla Centrale nell'assetto ripotenziato (trasporto filtri sporchi del turbogas, ecc..).

Per quanto riguarda infine il traffico associato al movimento degli addetti, è stimabile intorno al centinaio di transiti giorno.

Nella tabella seguente è rappresentato il quadro riepilogativo relativo ai traffici terrestri e marittimi della Centrale nell'assetto ripotenziato. Il traffico di mezzi è stato ipotizzato con riferimento a camion con portata utile pari a 20 t e navi da 40,000 DWT (totale 56 navi).

STIMA DEI TRAFFICI TERRESTRI		
	Quantità (t/anno)	Traffici Terrestri
Approvvigionamento Carbone	2,259,000	2,000 trasporti/nave
Approvvigionamento Calcare	16,800	840 trasporti/anno
Smaltimento Gessi	28,000	1,400 trasporti/anno
Smaltimento Ceneri	67,676	3,400 trasporti/anno
Movimento Addetti	n.a.	100 transiti/giorno

10.6.2.2 Quantificazioni relative all'Assetto Ambientalizzato (Autorizzato)

Sulla base di quanto esposto al Paragrafo 5.2.2.2 sulla previsione dei dati di esercizio della Centrale nell'assetto autorizzato, nella seguente tabella sono riassunti i dati di interesse (con le stesse ipotesi considerate precedentemente nell'assetto ripotenziato per la stima dei traffici).

STIMA DEI TRAFFICI TERRESTRI		
	Quantità (t/anno)	Traffici Terrestri
Approvvigionamento Carbone	1,335,000	2,000 trasporti/nave
Smaltimento Ceneri	48,642	2,432 trasporti/anno
Movimento Addetti	n.a.	100 transiti/giorno

Per quanto riguarda il traffico marittimo l'approvvigionamento del carbone determina l'arrivo di 33 navi di 40,000 DWT, o, in alternativa, 22 navi da 60,000 DWT.

10.6.2.3 Considerazioni Conclusive

I dati previsti di esercizio nella configurazione ripotenziata e in quella autorizzata sono riassunti nella seguente tabella. Nell'ultima colonna sono evidenziate le differenze tra l'assetto ripotenziato e quello autorizzato.

CONFRONTO TRA ASSETTO DI PROGETTO E ASSETTO AMBIENTALIZZATO AUTORIZZATO			
TRAFFICI TERRESTRI			
<i>Tipologia</i>	<i>Progetto</i>	<i>Autorizzato</i>	<i>Confronto</i>
Approvvigionamento Carbone	2,000 trasporti/nave	2,000 trasporti/nave	0
Approvvigionamento Calcare	840 trasporti/anno	n.a.	840 trasporti/anno
Smaltimento Gessi	1,400 trasporti/anno	n.a.	1,400 trasporti/anno
Smaltimento Ceneri	3,400 trasporti/anno	2,450 trasporti/anno	950 trasporti/anno
Movimento Addetti	100 transiti/giorno	100 transiti/giorno	0

Nell'assetto ripotenziato è da segnalare l'incremento dei traffici marittimi associato all'incremento degli approvvigionamenti di carbone: tale incremento è stimabile in 23 navi/anno (da 40,000 DWT), oppure 16 navi/anno (60,000 DWT).

Analogamente è previsto un aumento dei traffici terrestri per il trasporto del carbone via camion dalla banchina di scarico al carbonile, in conseguenza dell'arrivo di un maggior numero di navi adibite al trasporto di carbone. Tale incremento è valutabile in circa 2,000 trasporti via camion per lo scarico di ogni nave da 40,000 DWT, e in 3,000 trasporti per ogni nave da 60,000 DWT.

11 PROVVEDIMENTI PROGETTUALI PER LA MITIGAZIONE DELL'IMPATTO DELL'INTERVENTO E RISCHI SPECIFICI DI IMPIANTO

11.1 MISURE DI OTTIMIZZAZIONE

Al fine di ottimizzare l'inserimento dell'opera nel territorio si è tenuto conto, nel corso della progettazione di massima, di due aspetti principali:

- ridurre al minimo gli impatti paesaggistici ed ambientali;
- compensare gli eventuali squilibri indotti.

Con riferimento agli aspetti paesaggistici, si deve sottolineare che la Centrale a progetto ricade in area industriale e all'interno di un sito già esistente ed attrezzato, pertanto l'impatto visivo risulta poco significativo. Valutazioni paesaggistiche più dettagliate sono espone nel Quadro di Riferimento Ambientale del SIA.

Con riferimento agli aspetti ambientali, nel corso della descrizione del progetto riportata nei capitoli precedenti sono stati messi in evidenza i criteri e le scelte progettuali finalizzate all'ottimizzazione dell'inserimento dell'opera nel territorio e nell'ambiente ed alla minimizzazione degli impatti, sia durante la fase di costruzione, sia durante la fase di esercizio. Tali provvedimenti vengono comunque analizzati in maggior dettaglio nel Quadro di Riferimento Ambientale del SIA, a cui si rimanda.

11.2 MISURE DI COMPENSAZIONE DEGLI IMPATTI

Nell'ottica della compensazione degli impatti provocati dall'esercizio della Centrale nella configurazione di progetto, Edipower si è impegnata, stipulando una convenzione con il Comune e la Provincia di Brindisi in data 17 Febbraio 2003, a:

- dedicare una parte della potenza elettrica installata all'alimentazione di utenze elettriche locali (industriali esistenti o di nuovo insediamento, ovvero utenze pubbliche), a prezzi concorrenziali rispetto ai valori di mercato
- contribuire con un versamento di 1,500,000 euro alla realizzazione di iniziative di carattere culturale volte a consolidare e sviluppare la cultura musicale nell'ambito della città;
- contribuire alla realizzazione del Campus Universitario mirato alla ricerca presso il complesso "Cittadella della Ricerca";

- corrispondere ai comuni di:
 - Brindisi,
 - San Pietro Vernotico,
 - Torchiarolo,
 - Cellino San Marco;una percentuale degli importi residui;

- coinvolgere l'impreditoria locale.

11.3 BONIFICA E RIPRISTINO AMBIENTALE A FINE ESERCIZIO

Nel presente paragrafo vengono sintetizzate le operazioni di bonifica e di ripristino ambientale a fine esercizio sia per quanto riguarda la Centrale sia per quanto riguarda l'elettrodotto e il metanodotto di collegamento alla rete nazionale.

La vita prevista dell'opera è 25 anni a meno di interventi di manutenzione che ne prolunghino l'operatività.

11.3.1 Dismissione della Centrale

Il programma di bonifica e ripristino ambientale a fine esercizio prevede la rimozione della Centrale ed il recupero della zona con l'obiettivo di creare le condizioni che permettano, in un tempo ragionevole, il ripristino delle condizioni antecedenti all'installazione dell'opera.

Dal punto di vista ambientale, è necessario sottolineare che la durata di tali operazioni sarà tale da che le stesse non risulteranno di impatto significativo.

Nel seguito vengono sinteticamente descritte le operazioni necessarie per il ripristino dell'area interessata dall'opera. In particolare si prevedono le seguenti operazioni:

- Prima Fase:
 - sospensione dell'esercizio della Centrale,
 - messa in sicurezza degli impianti;

- Seconda Fase:
 - smantellamento e/o recupero degli impianti e strutture presenti,
 - demolizione degli edifici e delle strutture presenti,
 - rimozione dei materiali di risulta;

- Terza Fase:

- ripristino dell'area.

11.3.1.1 Prima Fase

Prima di procedere con la demolizione dell'impianto e delle opere civili, sarà necessario isolare i macchinari disattivando le alimentazioni elettriche e scollegando i cavi in uscita dalle cabine.

Successivamente si potrà procedere con la pulizia dei macchinari. In particolare, l'olio e ogni altro residuo contenuto nelle apparecchiature e nei serbatoi sarà recuperato e smaltito in accordo alle normative.

11.3.1.2 Seconda Fase

Lo smantellamento delle strutture avverrà gradualmente e in maniera tale da poter ottimizzare le possibilità di recupero dei materiali, ove sia possibile.

Le apparecchiature che dovessero superare le dimensioni trasportabili verranno sezionate a terra dopo lo smontaggio con idonei mezzi di sollevamento.

Le fondazioni di modeste dimensioni potranno essere asportate intere, mentre le pavimentazioni e i muri liberi potranno essere demoliti con maglio o ripper.

Per le strutture in elevazione si potranno adoperare il maglio, il martello idraulico e la demolizione per tiro/spinta.

Per le reti interrato, i pozzetti e le vasche, si procederà mediante trincea provvedendo al taglio e all'asportazione di tronchi di rete per pezzi.

11.3.1.3 Terza Fase

Completati i lavori di demolizione, si dovrà rendere l'area pulita, livellata e riportata al suo stato originale, pronta per poter essere, eventualmente, utilizzata per altre iniziative.

11.3.2 **Dismissione del Metanodotto**

Il tratto di metanodotto da realizzare per il collegamento tra la Centrale e la rete SNAM è di limitata lunghezza e completamente interrato. Le operazioni che

verranno condotte a fine esercizio per il ripristino dell'area interessata dal metanodotto sono, in sintesi, descritte nel seguito:

- sospensione dell'esercizio del metanodotto;
- smantellamento e/o recupero degli impianti e strutture connesse;
- ripristino dell'area.

11.3.3 Dismissione dell'Elettrodotto

Le operazioni necessarie per la dismissione della linea di collegamento tra la Centrale e la rete di trasmissione nazionale possono essere sintetizzate come segue:

- sospensione dell'esercizio dell'elettrodotto;
- scollegamento e rimozione dei componenti elettrici;
- demolizione delle strutture connesse;
- rimozione dei materiali di risulta delle demolizioni;
- pulizia, livellamento e ripristino delle aree interessate dalla linea.

11.4 RISCHI SPECIFICI DI IMPIANTO

Le situazioni di emergenza individuate come significative ai fini ambientali sono:

- **rottura tubazione metano.** La rottura della tubazione di metano non comporta rischi significativi né per l'ambiente né per le persone, in quanto esistono sistemi automatici che intervengono attuando la chiusura delle valvole di ingresso metano.
- **rottura tubazione vapore.** Questa situazione di emergenza riguarda esclusivamente l'operatività della centrale senza alcun pericolo per l'ambiente circostante e per la popolazione.
- **emissioni in atmosfera superiori ai limiti autorizzati.** Nel caso di avaria del sistema di combustione, con conseguente incremento delle emissioni in atmosfera, in particolare di ossidi di azoto, viene diminuito il carico e/o eventualmente fermata la centrale.

- **contaminazione del terreno.** Nel caso di sversamenti accidentali sul terreno, peraltro sempre limitati nei quantitativi, sono previste procedure di intervento per limitare l'impatto sull'ambiente e comunque circoscriverlo all'interno della centrale, impedendo la fuoriuscita di inquinanti attraverso gli scarichi. Si evidenzia che tutti i serbatoi e i trasformatori ad olio sono dotati di adeguate vasche di contenimento in grado di contenere la capacità massima di ogni serbatoio e/o trasformatore.
- **incendio dei carbonili, dei trasformatori o di parti dell'impianto.** La Centrale è dotata di dispositivi antincendio automatici, approvati dai vigili del fuoco, che intervengono per lo spegnimento mediante acqua o gas inerti.

RIFERIMENTI

Autorità Portuale di Brindisi, 1999, “Piano Operativo Triennale Portuale”.

Autorità Portuale di Brindisi, 2002a, “Variante al Piano Regolatore Portuale di Brindisi, Studio di Impatto Ambientale, Quadro di Riferimento Progettuale”.

Autorità Portuale di Brindisi, 2002b, “Variante al Piano Regolatore Portuale di Brindisi, Addendum allo Studio di Impatto Ambientale, Opere Previste dal Piano Regolatore Portuale non ancora Realizzate”.

CESI S.p.A, 2003, “Studio di Dispersione Termica in Mare delle Acque di Raffreddamento della Centrale a Seguito delle Modifiche Previste per il Porto di Brindisi”, Rev. 0, 16 Ottobre 2003

Edipower, 2003a, “Progetto Preliminare di Ripotenziamento della Centrale Edipower di Brindisi”, Volumi I, II, III e IV.

Edipower, 2003b, Trasmissione per e-mail da Edipower a D’Appolonia di documentazione di progetto”, 11 Settembre 2003.

Edipower, 2003c, Trasmissione per e-mail da Edipower a D’Appolonia di documentazione di progetto”, 5 Novembre 2003.

Enel.Hydro, 2002, preparato per Eurogen S.p.A, “Centrale Termoelettrica Eurogen di Brindisi Nord, Progetto delle Indagini per la Caratterizzazione dello Stato di Fatto”, rev. 1 Marzo 2002

Enel Produzione, Laboratorio di Piacenza, 2002a, preparato per Eurogen S.p.A., “Eurogen centrale Brindisi Nord, Caratterizzazione dei Microinquinanti sulle Emissioni del Gruppo 3”, Rapporto di Prova, 13 Febbraio 2002

Enel Produzione, Laboratorio di Piacenza, 2002b, preparato per Eurogen S.p.A., “Brindisi Nord Gruppo 3, Caratterizzazione delle Emissioni Aerodisperse con Funzionamento a Carbone”, Relazione Tecnica, 25 Febbraio 2002

Eurogen, 2002, “Centrale di Brindisi Nord – Art. 17 DPR 203/88 – e Art. 1, Comma 2 Legge 55/2002. Autorizzazione alle Modifiche e al Proseguimento dell’Esercizio del Gruppo 3”, Istanza presentata al Ministero delle Attività Produttive, Prot. No. 6532

Eurogen, 2001, “Centrale Termoelettrica di Brindisi Nord, Descrizione del Sito e del Macchinario Principale ed Ausiliario unitamente alla loro Impiantistica”, Edizione Agosto 2001

**RIFERIMENTI
(Continuazione)**

GRTN, 2003, Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, sito web
<http://www.grtn.it>

Snam Rete Gas, 2002, “Allacciamento Centrale Termoelettrica Eurogen di Brindisi Nord, Progetto Preliminare”