



B. 18

Relazione tecnica dei processi produttivi

Si rimanda integralmente al Quadro di Riferimento Progettuale dello Studio di Impatto Ambientale che si riporta in allegato



Centrale Termoelettrica di Presenzano (CE)

Studio di Impatto Ambientale

Quadro di Riferimento Progettuale

(Rev 1 del 08/06/2009)

INDICE

0. PREMESSA	8
0.1. PROFILO DEL PROPONENTE E NUOVE INIZIATIVE	8
0.1.1. Profilo del Proponente	8
0.1.2. Nuove iniziative	9
0.2. DEFINIZIONE DEL “MOMENTO ZERO”	11
0.3. INDIVIDUAZIONE DELL’ “ALTERNATIVA ZERO” – SCENARIO DI RIFERIMENTO	11
0.4. ANALISI DELLE POSSIBILI ALTERNATIVE	13
0.5. DEFINIZIONE DELL’AMBITO TERRITORIALE INTESO COME SITO ED AREA VASTA	13
1 INTRODUZIONE	14
2 CARATTERISTICHE GENERALI DELL’OPERA A PROGETTO	15
2.1 NATURA DEI SERVIZI OFFERTI	15
2.2 LOCALIZZAZIONE DELLA CENTRALE	16
3 QUADRO DEL SETTORE ENERGETICO	17
3.1 SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE	17
3.1.1 Consumi di Energia Primaria in Italia	17
3.1.2 Bilancio Energetico Nazionale	17
3.1.3 Previsioni nell’Andamento dei Consumi Nazionali di Energia	21
3.1.4 Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale	21
3.1.5 Domanda e Offerta di Gas in Italia	24
3.1.6 Rete di Distribuzione del Gas	25
3.2 SITUAZIONE ENERGETICA DELLA REGIONE CAMPANIA E DELLA PROVINCIA DI CASERTA	27
3.2.1 Bilancio Energetico Regionale	27
3.2.2 Bilancio Energetico Provinciale	30
3.2.3 Rete Elettrica di Trasmissione e Impianti di Produzione nella Provincia di Caserta	31
3.2.3.1 Centrale idroelettrica di Presenzano	32
3.2.3.2 Centrale di Capriati al Volturno	32
3.2.4 Analisi dello sviluppo sostenibile nel settore energetico in ambito locale	33
4 MOTIVAZIONI TECNICHE DELLE SCELTE PROGETTUALI E ANALISI DELLE ALTERNATIVE	36
4.1 TIPOLOGIA DI IMPIANTO	36
4.2 LOCALIZZAZIONE DELL’IMPIANTO	37
4.3 CAPACITÀ’ DELL’IMPIANTO	38
4.4 SCELTE IMPIANTISTICHE E DI PROCESSO	38
4.4.1 Sistemi di Contenimento delle Emissioni di Inquinanti in Atmosfera	39
4.4.2 Sistemi di Raffreddamento	40
4.4.3 Contenimento degli Scarichi Idrici	41
4.4.4 Contenimento delle Emissioni Sonore	41
4.4.5 Ottimizzazione del Progetto Architettonico	42
4.4.6 Sistemi per la Prevenzione della Contaminazione del Terreno	42
4.5 SCELTE PROGETTUALI PER LE OPERE CONNESSE	43
4.5.1 Elettrodotto	43
4.5.2 Metanodotto	43
5 VINCOLI E CONDIZIONAMENTI	44

5.1	NORME E PRESCRIZIONI DI STRUMENTI URBANISTICI, PIANI PAESISTICI E TERRITORIALI E PIANI DI SETTORE	44
5.2	NORMATIVA AMBIENTALE DI RIFERIMENTO	44
6	CARATTERISTICHE DEL PROGETTO DELLA CENTRALE	45
6.1	CONFIGURAZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO	45
6.2	DESCRIZIONE DEL CICLO TERMICO	45
6.3	CONFIGURAZIONE IDRICA DELL'IMPIANTO	47
6.4	ORE DI FUNZIONAMENTO DELL'IMPIANTO	48
6.5	PRINCIPALI COMPONENTI DELL'IMPIANTO	48
6.5.1	Turbina a Gas	49
6.5.2	Caldaia a Recupero e Acqua Alimento	49
6.5.3	Turbina a Vapore	49
6.5.4	Condensatore ad Aria	50
6.5.5	Sistema Elettrico Centrale	50
	6.5.5.1 Generalità	50
	6.5.5.2 Caratterizzazione delle Apparecchiature, Componenti e Sistemi Elettrici Principali	53
6.6	SISTEMI AUSILIARI	58
6.6.1	Generatori di Vapore Ausiliari (GVA)	58
6.6.2	Sistema di Trattamento del Gas Combustibile	58
6.6.3	Sistema di Raffreddamento	59
6.6.4	Sistema Acqua Demineralizzata	59
6.6.5	Sistema Antincendio	60
6.6.6	Impianto di Produzione Aria Compressa	60
6.7	OPERE CIVILI	60
6.7.1	Preparazione dell'area – movimenti di terra	62
6.7.2	Edifici e cabinati	62
6.7.3	Sistema di Raccolta Acque Reflue	64
	6.7.3.1 Rete Acque Meteoriche	64
	6.7.3.2 Rete Acque Industriali	64
	6.7.3.3 Rete Acque Nere	64
6.7.4	Altre Opere	64
6.8	SISTEMA DI AUTOMAZIONE	65
7	CARATTERISTICHE DELLE OPERE CONNESSE	67
7.1	METANODOTTO	67
7.2	ELETTRODOTTO	68
	7.2.1 Stallo di collegamento nella sottostazione di Presenzano	69
8	TEMPI E FASI DEL PROGETTO	70
8.1	ARTICOLAZIONE DELLE ATTIVITA' DI REALIZZAZIONE ED ESERCIZIO DELLA CENTRALE	70
8.2	PROGETTAZIONE DI BASE ED ESECUTIVA	70
8.3	COSTRUZIONE DELLA CENTRALE	71
8.4	PRE-AVVIAMENTO ED AVVIAMENTO DELLA CENTRALE	71
	8.4.1 Prove Idrauliche	71
	8.4.2 Lavaggi Chimici	71
	8.4.3 Soffiature	71
	8.4.4 Flussaggio dell'Olio di Lubrificazione	72

8.4.5	Dewatering dell'Olio dei Trasformatori	72
8.5	COSTRUZIONE E COLLAUDO DEL METANODOTTO	72
8.6	COSTRUZIONE E COLLAUDO DELL'ELETTRODOTTO	72
9	INTERAZIONI CON L'AMBIENTE	73
9.1	EMISSIONI IN ATMOSFERA	73
9.1.1	Fase di Realizzazione	73
9.1.2	Fase di Esercizio	73
9.2	EMISSIONI SONORE	75
9.2.1	Fase di Realizzazione	75
9.2.2	Fase di Esercizio	75
9.3	PRELIEVI IDRICI	75
9.3.1	Fase di Realizzazione	75
9.3.2	Fase di Esercizio	76
9.4	SCARICHI IDRICI	77
9.4.1	Fase di Realizzazione	77
9.4.2	Fase di Esercizio	77
9.5	PRODUZIONE DI RIFIUTI	78
9.5.1	Fase di Realizzazione	78
9.5.2	Fase di Esercizio	78
9.6	UTILIZZO DI MATERIE PRIME E RISORSE NATURALI	79
9.6.1	Fase di Realizzazione	79
9.6.2	Fase di Esercizio	80
9.7	TRAFFICO MEZZI	81
9.7.1	Fase di Realizzazione	81
9.7.1.1	Mezzi di Cantiere	81
9.7.1.2	Traffico su Strada	81
9.7.2	Fase di Esercizio	82
9.8	SINTESI DELLE RELAZIONI TRA PROGETTO E AMBIENTE	82
9.8.1	Azioni Progettuali	82
9.8.1.1	Centrale	82
9.8.1.2	Metanodotto	82
9.8.1.3	Elettrodotto	83
9.8.2	Fattori di Impatto	83
9.8.2.1	Centrale	83
9.8.2.2	Metanodotto	84
9.8.2.3	Elettrodotto	84
10	PROVVEDIMENTI PROGETTUALI PER LA MITIGAZIONE DELL'IMPATTO DELL'INTERVENTO	85
10.1	MISURE DI OTTIMIZZAZIONE	85
10.2	CONFRONTO DELLE TECNICHE PROGETTUALI PRESCELTE CON LE MIGLIORI TECNICHE DISPONIBILI	86
10.3	BONIFICA E RIPRISTINO AMBIENTALE A FINE ESERCIZIO	92
10.3.1	Dismissione della Centrale	92
10.3.1.1	Introduzione	92
10.3.1.2	Pianificazione delle attività di dismissione	93
10.3.1.3	Procedure operative	95
10.3.1.4	Attività di gestione e monitoraggio in fase di cantiere	98
10.3.1.5	Indagini ambientali successive alla demolizione	99

10.3.2	Dismissione del Metanodotto	100
10.3.3	Dismissione dell'Elettrodotto	100
11	SISTEMI DI MONITORAGGIO	101
12	GESTIONE OPERATIVA DELLA CENTRALE	102
12.1	AVVIAMENTO	102
12.2	ASSETTO OPERATIVO CON RICHIESTA MASSIMA DI ENERGIA	102
12.3	ASSETTO OPERATIVO CON MODESTA RICHIESTA DI ENERGIA	102
13	ANALISI DEI MALFUNZIONAMENTI E RISCHI	103
13.1	GENERALITÀ	103
13.2	POSSIBILI MALFUNZIONAMENTI DELL'IMPIANTO	103
13.3	PROTEZIONI CONTRO IL RILASCIO DI SOSTANZE POTENZIALMENTE DANNOSE PER L'AMBIENTE	105
14	RAPPRESENTAZIONE SINTETICA DEL PROGETTO	107
	RIFERIMENTI	108

INDICE DELLE FIGURE

Fig. 1.1	Localizzazione della Centrale
Fig. 2.1.1	Planimetria della Centrale
Fig. 3.1.2.1	Evoluzione dell'energia richiesta in Italia
Fig. 3.1.2.2	Consumi di energia elettrica in Italia suddivisi per attività produttive (anni 2006-2007)
Fig. 3.1.2.3	Produzione di energia elettrica in Italia suddivisa fonte produttiva(anni 2006-2007)
Fig. 3.1.3.1	Tassi medi di crescita annui (CAGR) della domanda di energia elettrica
Fig. 3.1.4.1a	Rete elettrica italiana 220- kV (31 Dicembre 2003)
Fig. 3.1.4.1b	Rete elettrica italiana 380- kV (31 Dicembre 2003)
Fig. 3.1.5.1	Domanda di gas naturale per settori in Italia (1980-2010)
Fig. 3.1.6.1.a	Rete nazionale dei metanodotti di trasporto (30 Giugno 2002)
Fig. 3.1.6.1.b	Dettaglio rete nazionale dei metanodotti di trasporto (30 Giugno 2002)
Fig. 3.2.1.1	Produzione di energia regionale
Fig. 3.2.1.2	Produzione di energia termoelettrica regionale
Fig. 3.2.1.3	Consumi di energia elettrica in Italia suddivisi per settore di utilizzazione e Regione (anni 2006-2007)
Fig. 3.2.2.1	Consumi di energia elettrica suddivisi per Provincia relativi agli anni 2006 e 2007.
Fig. 7.1.1	Tracciato metanodotto
Fig. 7.2.1	Tracciato elettrodotta
Fig. 7.2.1.1	La sottostazione di Presenzano
Fig. 7.2.3.1A	Tipico Montante Arrivo in Cavo 380kV - Pianta Model
Fig. 7.2.3.2	Tipico Montante Arrivo in Cavo 380kV - Sezione Model
Fig. 9.1.2.1	Localizzazione dei punti di emissione primaria in atmosfera
Fig. 9.4.2.1	Condotta e Scarico nel Rio del Cattivo Tempo

INDICE DEGLI ALLEGATI

1

Allegato QRP4 Descrizione delle condizioni di avviamento e di transitorio

0. PREMESSA

La Società Proponente Edison S.p.A, ai sensi del Dlgs. 152/06 e ss.mm.ii., ha predisposto il Progetto e lo Studio di Impatto Ambientale per una centrale destinata alla produzione di energia elettrica del tipo a ciclo combinato gas-vapore (di seguito richiamata con il termine Centrale), da ubicarsi nel Comune di Presenzano - Provincia di Caserta. I documenti prodotti sono quelli necessari per l'avvio di Procedura di Valutazione di Impatto Ambientale come richiamata dall'articolo 1 della Legge 9 Aprile 2002, n. 55, di conversione del decreto legge n. 7 Febbraio 2002 "Misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale".

Lo studio, è redatto in conformità ai requisiti richiesti dal DPCM 27/12/1988, "Norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità di cui all'art. 6 della legge 8 luglio 1986, n°349, adottate ai sensi dell'art. 3 del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 10 agosto 1988, n° 377".

0.1. PROFILO DEL PROPONENTE E NUOVE INIZIATIVE

0.1.1. Profilo del Proponente



Edison S.p.A. è uno dei principali operatori in Italia nel settore dell'energia, attivo dall'approvvigionamento alla produzione e alla vendita di energia elettrica e di gas. Inoltre Edison sviluppa, progetta e costruisce interamente i suoi impianti produttivi e li gestisce direttamente una volta realizzati.

E' la più antica società italiana dell'energia ed una delle più antiche al mondo. Dalla costruzione della prima centrale termoelettrica d'Europa per la produzione commerciale di energia (1883) alla messa in esercizio della prima centrale eolica a certificati verdi (2002); la storia di Edison rappresenta uno "spaccato" significativo della storia industriale del nostro Paese. Inoltre, Edison è stata la prima società ad introdurre in Italia il ciclo combinato cogenerativo alimentato a gas naturale, nel 1992.

Negli ultimi anni Edison S.p.A. ha realizzato uno dei più significativi piani di investimento energetico in Europa. Sviluppando nuove infrastrutture di importanza europea nel campo del gas e servizi innovativi per la clientela, Edison S.p.A. punta a consolidare il proprio ruolo di operatore leader nel settore energetico.

Inoltre nelle sue attività, Edison esprime la propria responsabilità ambientale attraverso l'impegno per il rispetto della legislazione, il miglioramento continuo delle proprie prestazioni, la ricerca e l'impiego di materiali e di tecnologie a minor impatto sull'ambiente, il dialogo e la cooperazione con i soggetti esterni. E' stata dimostrata grande attenzione ai temi ambientali da numerosi elementi che caratterizzano l'approccio della società. Innanzitutto, l'adozione di sistemi di gestione integrati e certificati che ha significato l'applicazione concreta della politica ambientale di Edison e l'impegno a perseguire un miglioramento continuo e volontario delle prestazioni, superando l'approccio al semplice e unico rispetto della normativa. Ottenuta la certificazione in quasi tutti i siti, Edison è passata a strutturare i sistemi di gestione ambientale (Norma UNI EN ISO 14001 e Regolamento EMAS n. 761/2001), della gestione della salute e sicurezza (BSI OHSAS 18001) e di gestione della qualità (Norma UNI EN ISO 9001) per intere organizzazioni aziendali chiave, al fine di consolidare l'integrazione dei temi ambiente e sicurezza nell'ambito della gestione operativa e dei processi decisionali.

Nel settore dell'energia elettrica, Edison ha una quota pari a circa il 17% del mercato italiano della produzione. Con circa 7.000 MW di nuovi impianti altamente efficienti e compatibili con l'ambiente, Edison ha portato la sua capacità totale installata a oltre 12.000MW. Gli impianti di produzione di

PRJ. NO.: 32_09	REV. 1		Pag.8
SIA CTE 810 MW Presenzano (CE)			

energia elettrica sono ampiamente illustrati nel sito www.edison.it che ne fornisce per ciascuno una scheda di dettaglio, in sintesi si tratta di:

1. centrali termoelettriche;
2. centrali idroelettriche;
3. impianti eolici.

1. Centrali termoelettriche: la maggiore quantità di energia elettrica generata da Edison è prodotta da 27 centrali termoelettriche situate in varie regioni italiane, come è possibile vedere dalle mappe riportate nel sito www.edison.it.
2. Centrali idroelettriche: le centrali idroelettriche rappresentano la memoria storica della società; le prime e più importanti centrali inaugurate tra la fine del XIX secolo e gli inizi del XX furono infatti centrali idroelettriche. Tra queste spiccano 3 impianti, considerati 3 gioielli architettonici, posizionati lungo il fiume Adda (MI) e realizzati da Edison proprio in quel periodo: la centrale Bertini, costruita tra il 1895 ed il 1898, situata a Paderno d'Adda, fu al momento dell'entrata in esercizio nel 1898 con i suoi 13.500 W di potenza una della centrali più potenti in Europa e quella con la linea elettrica di trasporto più lunga; la centrale Esterle di Robbiate (MI), costruita tra il 1906 ed il 1914 e la centrale di Calusco d'Adda (BG), costruita nel 1917.

Oggi Edison dispone di 68 centrali idroelettriche e l'energia prodotta da queste centrali è certificata a livello europeo dal sistema RECS International che traccia e certifica la provenienza dell'energia prodotta da fonti rinnovabili consentendo la commercializzazione dei certificati emessi sulla base di specifici principi e modalità

3. Impianti eolici: Edison S.p.A., attraverso EDENS (Edison Energie Speciali), dispone di 28 campi eolici con una potenza complessiva di oltre 270 MW. Il parco eolico Edison corrisponde attualmente al 15% della potenza totale italiana.

Nel settore degli idrocarburi, Edison S.p.A. ha una presenza integrata nella filiera del gas naturale, dalla produzione all'importazione, distribuzione e vendita, con una quota di mercato del 16%. L'attività nel settore idrocarburi consiste in:

- 59 concessioni e permessi esplorativi in Italia e 23 concessioni e permessi all'estero per l'esplorazione e produzione di gas naturale e olio greggio, in Norvegia (5 blocchi), Croazia, Egitto, Costa d'Avorio, Algeria e Senegal;
- riserve di idrocarburi pari a 33,4 miliardi di m³;
- 2 centri di stoccaggio in esercizio in Italia, Collalto e Cellino, più l'acquisizione del nuovo sito di San Potito e Cotignola, per una capacità di 1 miliardo di m³;
- oltre 3.300 Km di condotte in bassa e media pressione in Italia per la distribuzione di gas agli utenti finali.

0.1.2. Nuove iniziative

Per supportare il suo sviluppo Edison S.p.A. ha pianificato significativi investimenti nel periodo 2008-2013. Il piano di sviluppo prevede la crescita sia nel settore dell'energia elettrica, anche mediante una forte accelerazione nella produzione da fonti rinnovabili, che nel settore idrocarburi attraverso il sostegno all'attività di esplorazione e produzione, oltre allo sviluppo di nuovi siti di stoccaggio, nuove infrastrutture transnazionali per l'importazione del gas e terminali di rigassificazione del gas naturale liquido (GNL) e nuove interconnessioni elettriche.

Di seguito si riporta una sintesi delle principali nuove iniziative nel settore dell'energia elettrica e del gas:

- 1) impianti per la produzione di energia elettrica;
- 2) gasdotti;
- 3) terminali di rigassificazione di GNL.

- 1) Impianti per la produzione di energia elettrica.

Nel 2007 è entrata in marcia la centrale termoelettrica di Simeri Crichi (CZ). Il nuovo impianto da circa 850 MW produce energia competitiva destinata al mercato libero. La centrale adotta il ciclo combinato cogenerativo alimentato a gas naturale, la tecnologia più efficiente ed ecocompatibile oggi disponibile che consente di raggiungere un rendimento superiore al 56% con un impatto ambientale minimo.

Il Piano di investimento di Edison prevede la realizzazione di un ulteriore impianto a ciclo combinato da circa 800 MW.

Attualmente sono in costruzione nuovi parchi eolici a Lucito in Molise e a Melissa Strongoli in Calabria, per complessivi 80 MW; tali impianti entreranno in funzione tra fine 2008 ed inizio 2009. Nel corso del 2007 è stato ottenuto il parere positivo definitivo dalla Conferenza dei Servizi per la realizzazione di un nuovo parco eolico a Mistretta in Sicilia.

2) Gasdotti

Sono in fase di sviluppo e con procedura di autorizzazione in corso le seguenti iniziative che si prevede saranno entrambe operative nel 2012: il gasdotto di interconnessione Turchia -Grecia-Italia (ITGI) ed il gasdotto di interconnessione Algeria-Italia attraverso la Sardegna (GALSI).

Nella prima iniziativa, gasdotto ITGI, Edison e la società greca Depa stanno progettando la realizzazione di un nuovo gasdotto che collegherà l'Italia, la Grecia e la Turchia, denominato "ITGI". Il gasdotto ITGI sarà lungo circa 800 km, di cui 600 saranno realizzati da Depa in territorio greco e 200 nel tratto marino tra la costa greca e quella pugliese. Per lo sviluppo, la costruzione e l'esercizio del tratto sottomarino (denominato "metanodotto Poseidon") tra la Grecia e l'Italia nel giugno 2008 è stata costituita da Edison e Depa una società denominata "IGI Poseidon SA" che si configura come joint venture paritetica tra Edison International Holding (100% Edison) e Depa, società di stato greca operante nel settore degli idrocarburi.

La nuova infrastruttura, grazie alla collaborazione della società di stato del gas turco Botas, si collegherà alla rete del Paese anatolico, consentendo all'Italia di importare annualmente tra gli 8 e i 10 miliardi di m³ di gas naturale proveniente da aree del Mar Caspio e del Medio Oriente, nelle quali si trova oltre il 20% delle riserve mondiali. Attraverso l'ITGI, l'Italia sarà quindi in grado di diversificare le fonti di approvvigionamento di gas naturale, aumentando al tempo stesso la sicurezza e la competitività. Su questo progetto si è espressa anche l'Unione Europea, inserendolo in uno dei 5 assi prioritari di sviluppo del sistema energetico trans-europeo e contribuendo finanziariamente alla realizzazione degli studi tecnico-economici.

Nella seconda iniziativa, gasdotto GALSI; Edison partecipa con una quota del 20,8% alla società Galsi, creata per la realizzazione dello studio di fattibilità del metanodotto fra Algeria e Italia (via Sardegna) nel novembre 2002. Soci di Edison sono l'algerina Sonatrach (con il 41,6% del

capitale), Enel (15,6%), Hera Trading (10,4%), 2° multiutility italiana, Sfirz (11,6%) società partecipata al 93% dalla Regione Sardegna.

Il metanodotto si svilupperà per circa 900 km, di cui oltre 300 nelle acque profonde oltre 2.000 m del Mediterraneo fra Algeria e Sardegna. La capacità di trasporto sarà pari a 8 miliardi di m³/anno, di cui una quota sarà destinata alla metanizzazione della Sardegna, mentre il resto dovrebbe essere immesso nella rete nazionale di trasporto del gas in corrispondenza della Toscana e sarà destinato non solo al mercato italiano ma anche a quello europeo. Nell'ambito del progetto, Edison si è aggiudicata una capacità di trasporto pari a 2 miliardi di m³ di gas all'anno e ha già sottoscritto il relativo contratto con Sonatrach.

3) Terminali di rigassificazione di GNL

Entro la fine dell'anno 2008 è prevista l'entrata in funzione del terminale di rigassificazione di Rovigo che incrementerà in maniera determinante la sicurezza degli approvvigionamenti del nostro Paese consentendo l'importazione di 8 miliardi di m³/anno di gas (pari al 10% dell'attuale domanda di gas in Italia).

Inoltre, Edison, in collaborazione con BP e Solvay, sta progettando la realizzazione di un terminale di rigassificazione di gas naturale liquefatto (GNL) a Rosignano (LI). Il terminale, della capacità di 8 miliardi di m³/anno, sarà situato all'interno dell'esistente area industriale della Solvay, per la quale il progetto prevede anche la realizzazione di un nuovo stoccaggio dell'etilene. La capacità di stoccaggio dei 2 serbatoi del GNL sarà pari a complessivi 320.000 m³. Terminati gli studi di fattibilità tecnica ed economica, il progetto è attualmente in fase autorizzativa.

0.2. DEFINIZIONE DEL "MOMENTO ZERO"

Per quanto riguarda la caratterizzazione delle condizioni di partenza dei sistemi ambientali interessati dal progetto si rimanda all'esame della prima parte del Quadro di Riferimento Ambientale dove viene puntualmente analizzata la situazione preesistente l'intervento.

Per la realizzazione di tale parte dello studio si è fatto ricorso alla documentazione disponibile presso gli archivi di Edison, ai dati reperiti in letteratura ed alle informazioni, acquisite attraverso la rete Internet, nei siti dei diversi Enti ed Amministrazioni operanti sul territorio in esame. Le informazioni così acquisite sono state integrate attraverso campagne di misura operate sul sito, raccolta di informazioni, documentazione di vario tipo, reperti ed osservazioni dirette in campo.



Il momento zero è stato definito attraverso i dati raccolti seguendo, compatibilmente alla disponibilità dei dati stessi, i criteri di massima affidabilità, completezza e vicinanza temporale allo stato attuale.

0.3. INDIVIDUAZIONE DELL' "ALTERNATIVA ZERO" – SCENARIO DI RIFERIMENTO

Il principale aspetto da rilevare nella formulazione dello scenario sotteso dall'"alternativa zero" risiede nelle conseguenze della non realizzazione dell'opera sul bilancio energetico regionale.

Il recente Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 29 Settembre 2008 esprime giudizio favorevole di Compatibilità Ambientale per il progetto di una nuova Centrale Termoelettrica a ciclo combinato da circa 400 MWe da realizzarsi nel comune di Presenzano.

Alla data di Settembre 2008 lo stato dell'arte relativo allo sviluppo energetico sostenibile relativo alla Macroarea Costiera a cui appartiene anche il comune di Presenzano vedeva:

PRJ. NO.: 32_09	REV. 1		Pag.11
SIA CTE 810 MW Presenzano (CE)			

- Autorizzate, realizzate ed in esercizio le centrali di Teverola e Sparanise
- Autorizzato e realizzando ma non ancora in esercizio il repowering di Napoli Levante
- Autorizzate le centrali di Orta di Atella, Salerno

Già nel Decreto di Compatibilità Ambientale del 29 Settembre 2008 relativo al progetto di una nuova Centrale Termoelettrica 400 MWe nel Comune di Presenzano, si evidenziava che a livello di programmazione regionale, la realizzazione di tutte le iniziative menzionate nelle Linee Guida del Piano Energetico Regionale della Campania DGR n. 4818/02, potrà, nel 2010, portare ad un risanamento del deficit energetico dell'area individuata come Macro Area Costiera, all'interno della quale ricade anche l'opera proposta.

Se i proponenti delle iniziative ricadenti in tale Macroarea Costiera, rinunciassero alla realizzazione di anche solo una delle stesse, il deficit energetico della stessa Macro Area Costiera potrà essere risanato solo dalla realizzazione di nuove Centrali ricadenti nell'area in esame, come quella in oggetto.

La situazione sottesa dall'"alternativa zero" vede, nel caso in cui i proponenti delle iniziative di cui sopra rinunciassero alla realizzazione di anche solo una delle stesse, non realizzati gli obiettivi di risanamento del deficit energetico auspicati dagli strumenti regionali di programmazione in materia di energia.

In tal senso, Edison S.p.A, Proponente della Centrale a progetto, come Soggetto autorizzato alla costruzione e all'esercizio della Centrale di Orta di Atella da 800 MWe (decreto MAP n.012/2002), a seguito di una serie di circostanze non prevedibili e di mutate scelte aziendali ha valutato la possibilità di delocalizzare nella Centrale a progetto (e quindi nell'ambito della stessa macroarea costiera), la potenza elettrica autorizzata conformemente alle:

- Linee Guida del Piano Energetico Regionale della Campania DGR n. 4818/02, integrate dalla DGR 3533/03, recanti la stima della produzione di energia elettrica nell'ambito della macroarea costiera e la capacità della rete a sostenere la produzione di energia elettrica,
- Linee di Indirizzo Strategico per il Piano Energetico Ambientale della Regione Campania approvate con DGR n.962/08.

L'ottenimento di tutte le autorizzazioni necessarie da parte della Centrale proposta nel presente SIA, permetterebbe di salvaguardare gli obiettivi di pianificazione regionale in materia di energia, sostituendo di fatto la potenza elettrica, all'interno della Macroarea energetica, che andrebbe persa se la Centrale di Orta di Atella non dovesse essere realizzata (una sintesi dello scenario di riferimento viene riportata in Appendice 1).

Gli intenti del Proponente sono stati inviati agli uffici competenti della Regione Campania tramite comunicazione ufficiale del 19 Settembre 2008 (che viene riportata in Appendice 2 per comodità di lettura). La risposta ufficiale inviata al Proponente dalla Regione Campania in data 3 Novembre 2008 (che viene riportata in Appendice 3 per comodità di lettura) esprime gradimento relativamente agli intenti del Proponente.

Si segnala infine che, dal momento che la Centrale a Progetto insiste sulla stessa area prevista per il progetto precedentemente nominato Presenzano 400 MWe , decretato favorevolmente con Decreto di Compatibilità Ambientale del 29 Settembre 2008, ne consegue che la realizzazione nel sito di progetto di una delle due Centrali esclude automaticamente l'altra.

Si evidenzia che la disponibilità dell'area oggetto della Centrale sopra citata è in capo ad Edison S.p.A.

Dal punto di vista dei comparti strettamente ambientali, lo scenario sotteso dall'alternativa zero" mette in evidenza una sostanziale invarianza dello stato dell'ambiente così come delineato nel Quadro di Riferimento Ambientale.

0.4. ANALISI DELLE POSSIBILI ALTERNATIVE

Durante la fase preliminare di studio sono state esaminate diverse alternative di sito e di tipo tecnologico relative alla realizzazione del nuovo impianto.

Considerata la tipologia dell'impianto proposto lo spettro delle alternative tecnologiche possibili è limitato ad un numero ristretto di fasi del processo produttivo.

Per le possibili alternative tecnologiche si segnala che molte delle soluzioni adottate sono ricomprese tra le soluzioni definite come Best Available Technologies. (BAT) per l'analisi delle quali si rimanda al Quadro di Riferimento Progettuale.

0.5 DEFINIZIONE DELL'AMBITO TERRITORIALE INTESO COME SITO ED AREA VASTA

Le caratteristiche dell'impianto proposto sono tali da indurre la definizione di più ambiti territoriali di riferimento in cui possono essere considerate le incidenze ambientali dell'opera proposta.

Il criterio base seguito nel definire l'ambito di influenza potenziale è funzione delle correlazioni tra le caratteristiche generali dell'area di inserimento e le tipologie di interazioni ambientali connesse con la costruzione e l'esercizio dell'impianto.

Tale criterio porta ad individuare, facendo centro nel sito dell'impianto, l'estensione massima di territorio entro la quale, allontanandosi gradualmente dall'opera in progetto, gli effetti delle interazioni si esauriscono o diventano inavvertibili.

Per ulteriori approfondimenti si rimanda al Quadro di riferimento Ambientale.

1 INTRODUZIONE

Il presente rapporto costituisce il Quadro di Riferimento Progettuale, dello Studio di Impatto Ambientale (SIA), relativo al progetto di realizzazione di una Centrale Termoelettrica, di seguito CTE, a ciclo combinato, da circa 810 MWe, ubicata nel Comune di Presenzano (CE) (vedere fig.1.1), sviluppato secondo quanto prescritto dal Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 "Norme in materia ambientale", del Decreto Legislativo 16 gennaio 2008, n.4 "Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n.152, recante norme in materia ambientale" e dall'Allegato III del D.P.C.M. 27 Dicembre 1988 "Norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità ambientale".

Il progetto in esame prevede, inoltre, la realizzazione delle seguenti opere connesse:

- elettrodotto in cavo di collegamento alla rete di trasmissione nazionale;
- metanodotto di collegamento alla rete nazionale.

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

- una descrizione del progetto e delle soluzioni adottate sulla base degli studi effettuati;
- l'inquadramento dell'opera nel territorio a livello locale e 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.

Nel Quadro di Riferimento Progettuale :

- vengono presentate le caratteristiche generali dell'opera, con riferimento alla natura dei servizi offerti, alla localizzazione della Centrale;
- viene presentato il quadro di riferimento del settore energetico, con un'analisi a livello nazionale, regionale e provinciale. Viene quindi fornita una breve descrizione degli impianti di produzione di energia elettrica situati in Provincia di Caserta, (centrali idroelettriche Enel di Presenzano e di Capriati al Volturno);
- sono esplicitate le motivazioni tecniche delle scelte progettuali e l'analisi delle alternative considerate nel corso dello sviluppo degli elaborati di progetto e del concomitante Studio di Impatto Ambientale;
- sono riportate le norme e prescrizioni di strumenti urbanistici, piani paesistici e territoriali e piani di settore e la normativa ambientale di riferimento;
- illustra le caratteristiche tecniche dell'opera con riferimento agli aspetti impiantistici e strutturali;
- illustra le caratteristiche delle opere connesse;
- vengono indicati i tempi e le fasi di progetto;
- vengono sintetizzate le interazioni tra il progetto e l'ambiente;
- vengono descritti i provvedimenti progettuali per la mitigazione dell'impatto dell'intervento;
- viene descritto il sistema di monitoraggio ambientale;
- viene riportata l'analisi dei malfunzionamenti e la descrizione dei sistemi di protezione;

Le informazioni e i dati progettuali riportati nel presente documento fanno riferimento agli elaborati di Progetto della Centrale e delle relative opere connesse.

2 CARATTERISTICHE GENERALI DELL'OPERA A PROGETTO

2.1 NATURA DEI SERVIZI OFFERTI

1

La Centrale (fig.2.1.1) avrà una potenza complessiva d'impianto di circa 830 MW lordi. L'energia prodotta verrà immessa direttamente nella rete nazionale a 380 kV attraverso la stazione elettrica di Presenzano, posta a circa 2 km di distanza dal sito scelto per la localizzazione della CTE, che presenta le caratteristiche idonee per assolvere a tale funzione.

1

La Centrale sarà costituita essenzialmente da due turbogas della potenza di circa 280 MW, ciascuno collegato a una caldaia per il recupero dei gas di scarico e un'unica turbina a vapore della potenza massima di circa 270 MW, per una potenza complessiva d'impianto di circa 830 MW lordi.

La Centrale utilizzerà come combustibile gas naturale e venderà la produzione di energia elettrica sul mercato libero.

Allo scopo di limitare il più possibile la necessità di acqua da parte della Centrale, si è previsto da un lato un sistema di raffreddamento totalmente ad aria (sia per condensare il vapore sia per raffreddare gli ausiliari) e dall'altro la massimizzazione del recupero diretto delle di processo.

Il collegamento alla Rete dei Gasdotti di Snam Rete Gas (SRG) verrà realizzato tramite un nuovo tratto di metanodotto di diametro DN 400 (Ø 16"), lungo circa 2.6 km.

Il collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) verrà realizzato tramite un nuovo elettrodotto 380 kV, interrato, lungo circa 2,3 km.

2.2 LOCALIZZAZIONE DELLA CENTRALE

La CTE a progetto verrà realizzata nel Comune di Presenzano immediatamente a Levante della stazione ferroviaria di Presenzano (distante circa 500 m) e dalla Strada Statale 85 (distante circa 600 m).

L'area di prevista localizzazione della CTE è pianeggiante, attualmente utilizzata per attività agricole e situata ad una quota di circa 130 m slm. Tale sito è raggiungibile mediante una strada vicinale che si dirama dalla Strada Statale 85 per una lunghezza di circa 1.3 km.

L'abitato di Presenzano si trova sulle alture poste a Ovest dell'area di prevista localizzazione della CTE, ad una distanza di circa 3 km in linea d'aria e ad una quota di 270 m.

La localizzazione della CTE a progetto è stata studiata tenendo in dovuta considerazione:

- le caratteristiche morfologiche dell'area (terreno pianeggiante di adeguate dimensioni);
- la vicinanza della rete nazionale dei metanodotti (metanodotto Melizzano – Maenza);
- la vicinanza di una stazione elettrica idonea per la connessione della futura CTE alla Rete di Trasmissione Nazionale;
- le condizioni di sicurezza rispetto a eventuale rischio di esondazione del Fiume Volturno.

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.

3.1 SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE

3.1.1 Consumi di Energia Primaria in Italia

Relativamente al 2007 la distribuzione dei consumi di energia elettrica per settore economico mostra in crescita solo i consumi del settore terziario (+2,3%) e dell'agricoltura (+2,8%). In particolare il terziario assorbe 90,3 miliardi di kWh, con una quota pari al 28,3% del totale dei consumi. In contrazione, invece, i consumi del settore industriale (-0,2%) e gli usi domestici (-0,6%); i consumi industriali, con 155,8 miliardi di kWh, rappresentano nel 2007 il 48,8% dei consumi totali, mentre il domestico con 67,2 TWh presenta una quota pari al 21,1%.

La punta massima del 2007 si è registrata il 18 dicembre 2007 alle ore 17, raggiungendo i 56.822 MW.

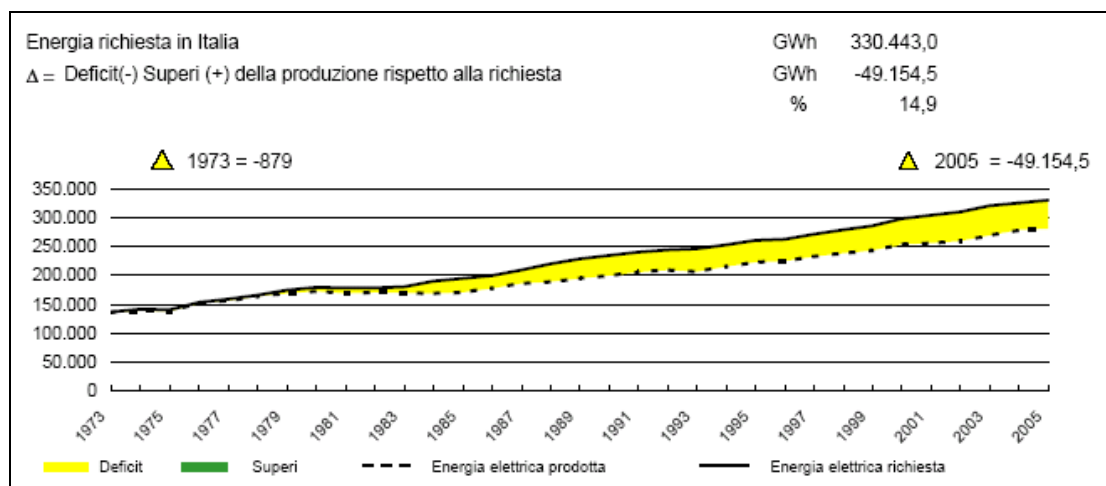
3.1.2 Bilancio Energetico Nazionale

Nel seguito sono riportati i dati di sintesi relativi al bilancio energetico nazionale riferiti agli anni 2006-2007, come pubblicati dal gestore della Rete di Trasmissione Nazionale.

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%).

Nel 2005 in Italia la richiesta di energia elettrica è stata pari a 330.443 GWh: tenendo conto delle capacità produttive del Paese si è determinato un deficit della produzione rispetto alla domanda pari a 49.154 GWh che rappresenta nell'anno il livello delle importazioni italiane dall'estero.

Occorre evidenziare che la dipendenza dell'Italia dall'estero per quanto riguarda l'energia elettrica è costantemente cresciuto negli ultimi anni evolvendosi dal modesto deficit di 879 GWh del 1973 agli attuali livelli necessari per coprire il 14,9% della domanda del Paese.



Nel 2007 la richiesta di energia elettrica ha raggiunto i 339,9 miliardi di kWh, con un aumento dello 0,7% rispetto all'anno precedente. Nell'anno, la richiesta di energia elettrica sulla rete è stata soddisfatta per l'86,4% da produzione nazionale (86,7% nel 2006), per un valore pari a 293,6 miliardi di kWh, al netto dei consumi dei servizi ausiliari e dei pompaggi, con un aumento dello 0,4% rispetto al 2006. La restante quota del fabbisogno (13,6%) è stata coperta dalle importazioni nette dall'estero, per un valore pari, nel 2007, a 46,3 miliardi di kWh, con aumento del 2,9% rispetto all'anno precedente. Nel 2007 i consumi totali di energia elettrica hanno raggiunto i 319,0 miliardi di kWh con un aumento dello 0,4% rispetto all'anno precedente. Tale variazione è risultata inferiore a quella della richiesta, con conseguente incremento delle perdite, la cui incidenza sulla richiesta è tornata al 6,2%, in linea con gli andamenti storici degli ultimi anni.

Il dato anomalo delle perdite del 2006 era stato determinato dai consistenti recuperi di fatturazione registrati in quell'anno, legati al processo di sostituzione dei contatori tradizionali con i contatori elettronici.

GWh	2006	2007	2007/2006
AGRICOLTURA	5.503,5	5.659,2	+2,8%
INDUSTRIA	156.150,6	155.804,3	-0,2%
Manifatturiera di base	73.188,0	71.924,3	-1,7%
- Siderurgica	21.687,7	21.676,2	-0,1%
- Metalli non Ferrosi	5.753,3	5.552,6	-3,5%
- Chimica	18.838,1	18.192,1	-3,4%
- Materiali da Costruzione	16.030,0	15.854,5	-1,1%
- Cartaria	10.878,9	10.649,0	-2,1%
Manifatturiera non di base	65.993,9	65.800,2	-0,3%
- Alimentare	12.843,5	12.855,3	+0,1%
- Tessile, Abbigl. e Calzature	8.935,9	8.410,4	-5,9%
- Meccanica	24.075,6	23.801,7	-1,1%
- Mezzi di Trasporto	4.426,1	4.479,3	+1,2%
- Lavorazione Plastica e Gomma	9.865,6	10.387,1	+5,3%
- Legno e Mobilio	4.489,6	4.455,6	-0,8%
- Altre Manifatturiere	1.357,6	1.410,8	+3,9%
Costruzioni	1.754,6	1.797,2	+2,4%
Energia ed acqua	15.214,0	16.282,7	+7,0%
- Estrazione Combustibili	391,6	388,3	-0,8%
- Raffinazione e Cokerie	5.910,0	5.989,5	+1,3%
- Elettricit� e Gas	2.487,7	3.257,3	+30,9%
- Acquedotti	6.424,7	6.647,6	+3,5%
TERZIARIO	88.276,5	90.268,5	+2,3%
Servizi vendibili	69.023,8	71.106,7	+3,0%
- Trasporti	10.219,3	10.403,9	+1,8%
- Comunicazioni	3.990,7	4.049,9	+1,5%
- Commercio	22.656,3	23.316,8	+2,9%
- Alberghi, Ristoranti e Bar	11.768,6	11.995,6	+1,9%
- Credito ed Assicurazioni	2.659,4	2.619,3	-1,5%
- Altri Servizi Vendibili	17.729,5	18.721,1	+5,6%
Servizi non vendibili	19.252,7	19.161,8	-0,5%
- Pubblica Amministrazione	4.308,5	4.321,4	+0,3%
- Illuminazione Pubblica	6.371,6	5.997,2	-5,9%
- Altri Servizi Non Vendibili	8.572,6	8.843,2	+3,2%
DOMESTICO	67.602,6	67.220,4	-0,6%
TOTALE	317.533,2	318.952,5	+0,4%

 Fig.3.1.2.2.Consumi di energia elettrica in Italia suddivisi per attivit  produttive (anni 2006-2007) Fig.3.2.2.1(Fonte www.Terna.it)

Nel 2007 la produzione nazionale netta   rimasta praticamente invariata rispetto all'anno precedente, con un valore di 301,3 miliardi di kWh. Disaggregando per fonte i dati relativi alla produzione al netto dei servizi ausiliari, si evidenzia un andamento speculare della produzione idroelettrica rispetto alle altre tipologie di produzione, con una contrazione della produzione idroelettrica di 4,9 miliardi di kWh bilanciata da un incremento di 3,8 miliardi di kWh di produzione termoelettrica e di 1,1 miliardi di kWh di produzione eolica. La produzione da pannelli fotovoltaici ha raggiunto nel 2007 i 39 milioni di kWh.

Tra i combustibili impiegati per la produzione termoelettrica si conferma il primato del gas naturale (66,1% della produzione termoelettrica complessiva), in crescita del 9,3% rispetto al 2006. In linea con la tendenza dell'ultimo decennio anche la riduzione dell'utilizzo di prodotti petroliferi per la produzione di energia elettrica, in contrazione del 33,3% rispetto all'anno precedente, con una quota nel 2007 del 8,2%.

La produzione netta da fonti rinnovabili è diminuita del 5,4%, in ragione della contrazione della produzione idroelettrica da apporti naturali per 4,2 miliardi di kWh, solo in parte compensata dal proseguimento del trend di crescita delle altre fonti rinnovabili, in particolare la fonte eolica (+1,1 miliardi di kWh).

Nel 2007 la potenza efficiente netta di generazione installata ha raggiunto i 93.598 MW, con un incremento di 4.150 MW, +4,6% rispetto al 2006. I maggiori incrementi si sono avuti nel parco termoelettrico, ove risultano 3.225 MW in più, con una crescita del 4,9% rispetto al 2006. Aumenti consistenti si sono avuti anche nel settore eolico +42,0%, corrispondenti a 799 MW.

	Lorda							
	Idro	Termo	Eol. Fotov.	Totale	Idro	Termo	Eol. Fotov.	Totale
GWh	2006				2007			
Produttori	42.565,8	250.197,8	2.970,1	295.733,7	37.777,7	252.919,6	4.072,9	294.770,1
<i>di cui geotermoelettrici</i>	-	5.527,4	-	5.527,4	-	5.569,1	-	5.569,1
Autoproduttori	859,2	17.494,5	2,9	18.356,6	703,7	18.413,8	0,5	19.117,9
ITALIA	43.425,0	267.692,3	2.973,0	314.090,3	38.481,3	271.333,3	4.073,3	313.888,0
	ripartizioni percentuali nel 2006				ripartizioni percentuali nel 2007			
	Idro	Termo	Eol. Fotov.	Totale	Idro	Termo	Eol. Fotov.	Totale
Produttori	98,0%	93,5%	99,9%	94,2%	98,2%	93,2%	100,0%	93,9%
Autoproduttori	2,0%	6,5%	0,1%	5,8%	1,8%	6,8%	0,0%	6,1%
ITALIA	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Netta								
	Idro	Termo	Eol. Fotov.	Totale	Idro	Termo	Eol. Fotov.	Totale
	2006				2007			
	42.034,1	238.823,6	2.963,1	283.820,8	37.267,9	241.834,8	4.070,8	283.173,5
	-	5.207,7	-	5.207,7	-	5.242,8	-	5.242,8
	848,6	16.553,7	2,8	17.405,1	694,4	17.430,6	0,5	18.125,5
	42.882,7	255.377,3	2.966,0	301.225,9	37.962,3	259.265,5	4.071,3	301.299,0
	ripartizioni percentuali nel 2006				ripartizioni percentuali nel 2007			
	Idro	Termo	Eol. Fotov.	Totale	Idro	Termo	Eol. Fotov.	Totale
	98,0%	93,5%	99,9%	94,2%	98,2%	93,3%	100,0%	94,0%
	2,0%	6,5%	0,1%	5,8%	1,8%	6,7%	0,0%	6,0%
	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fig.3.1.2.3.Produzione di energia elettrica in Italia suddivisa fonte produttiva(anni 2006-2007) Fig.3.2.2.1(Fonte www.Terna.it)

3.1.3 Previsioni nell'Andamento dei Consumi Nazionali di Energia

Le previsioni condotte da Terna sull'evoluzione della domanda di energia elettrica indicano che l'intensità elettrica (energia elettrica richiesta per unità di prodotto interno lordo) è in Italia a livelli inferiori rispetto a quelli riscontrati negli altri Paesi maggiormente industrializzati e mantiene, pertanto, margini di crescita potenziale nel medio periodo (+1,1% annuo nel decennio 2006-2015).

Tale valutazione, insieme alle previsioni di crescita dell'economia nazionale, concorrono a fissare la stima dell'evoluzione media della domanda di energia elettrica in Italia ad un tasso medio del 2,8% nel decennio 2006-2015 con il raggiungimento dei 432 TWh domandati nel 2015.

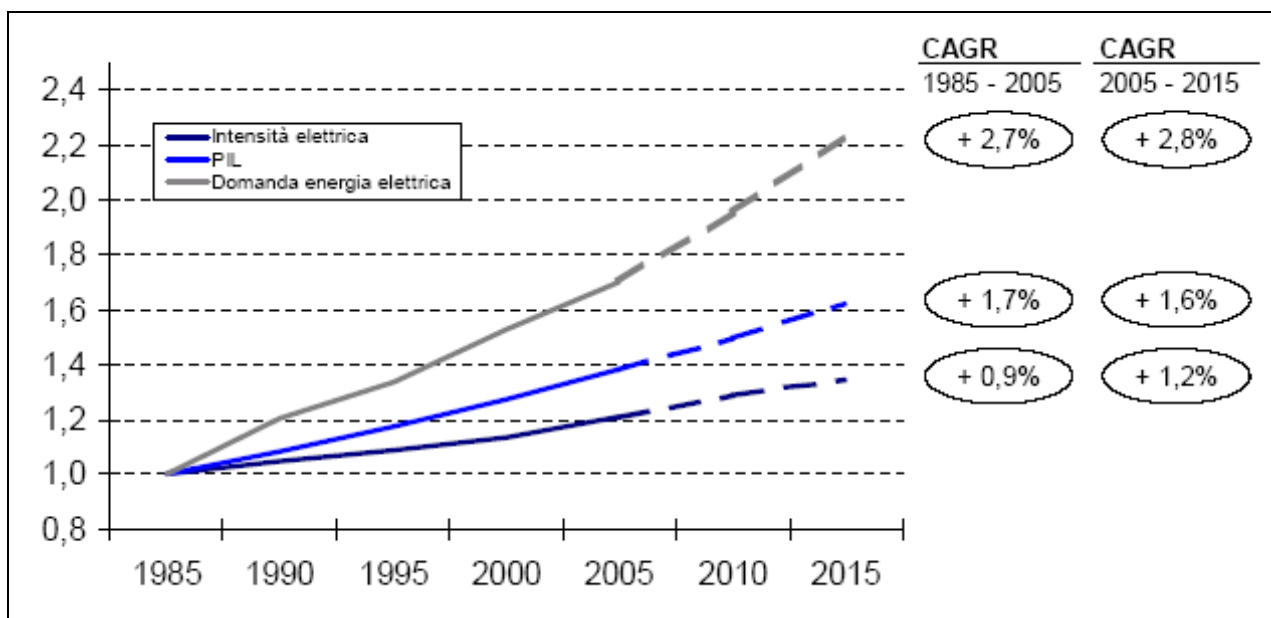


Fig. 3.1.3.1 - Tassi medi di crescita annui (CAGR) della domanda di energia elettrica (Fonte www.Terna.it)

Per quanto attiene alla distribuzione stagionale dei consumi di energia elettrica, si rileva che in Italia, al pari di quanto avvenuto negli altri Paesi industrializzati, si assiste ad una riduzione della differenza tra il valore invernale ed estivo della domanda di potenza alla punta a causa del progressivo mutamento delle abitudini di consumo. Le stime di Terna in merito, prevedono per il 2015, una domanda di potenza alla punta pari a circa 76 GW (scenario alto) con un incremento di circa il 38% rispetto al 2005.

3.1.4 Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale

La situazione della rete italiana di trasmissione 380 kV e 220 kV viene presentata nella figure seguenti.



Fig. 3.1.4.1a: Rete elettrica italiana 220- kV (31 Dicembre 2007) (Fonte www.Terna.it)

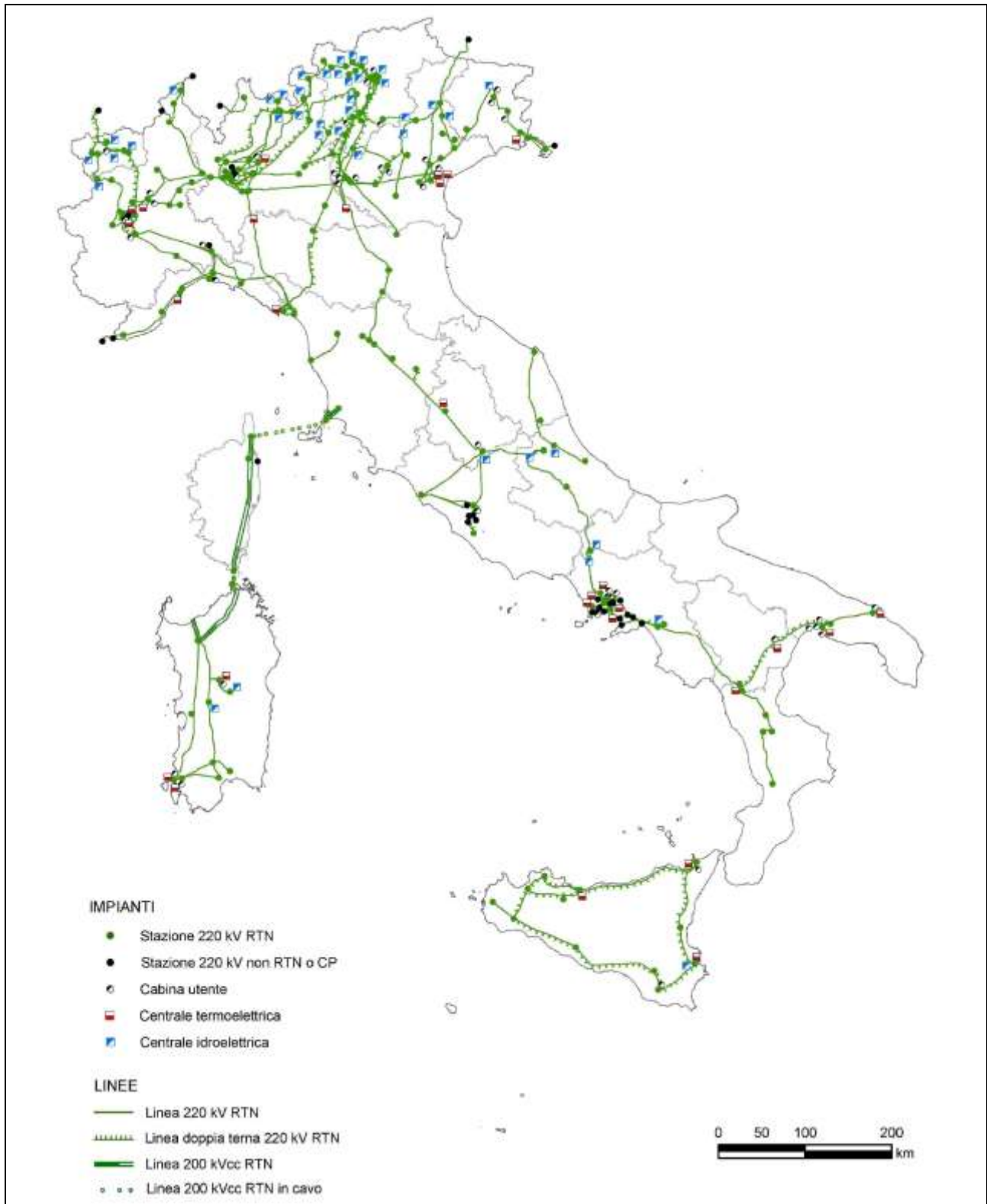


Fig. 3.1.4.1b: Rete elettrica italiana 380- kV (31 Dicembre 2007) (Fonte www.Terna.it)

3.1.5 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.

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 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).

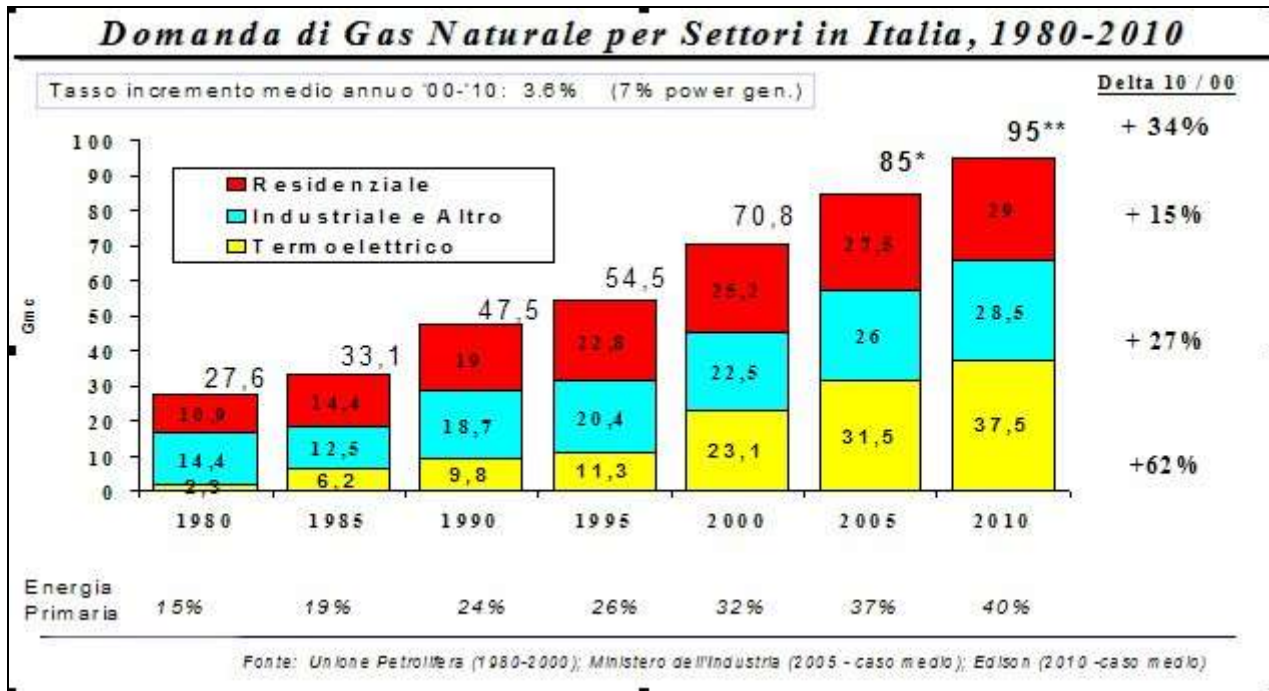


Fig. 3.1.5.1.: Domanda di gas naturale per settori in Italia (1980-2010) (fonte Unione Petrolifera 1980-2000; Ministero dell'Industria-Edison)

3.1.6 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).

Nelle figure seguenti, sono presentate la rete nazionale dei metanodotti di trasporto, aggiornata al 30 Giugno 2002, ed un dettaglio della stessa con riferimento all'area di interesse.

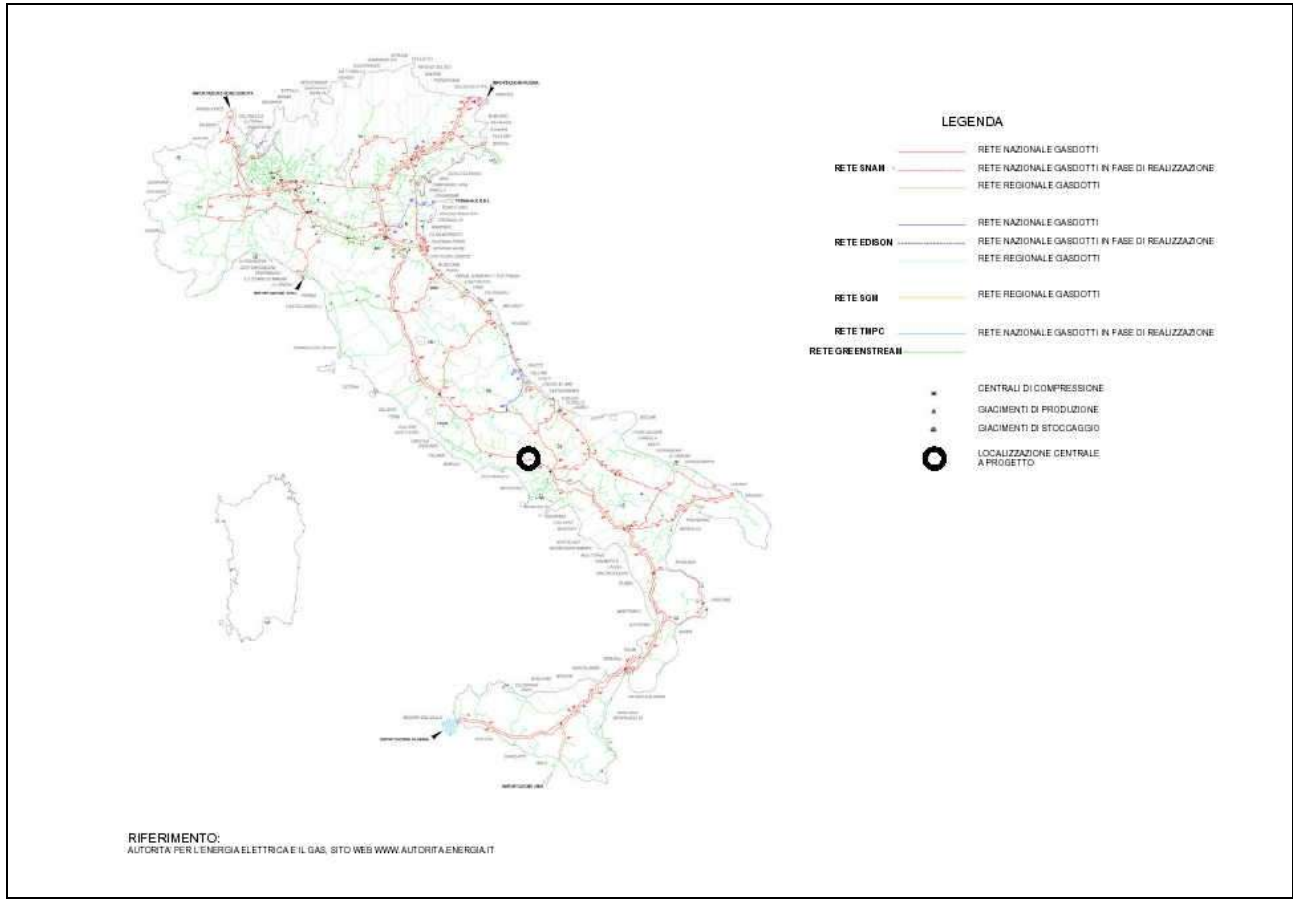


Fig. 3.1.6.1.a: Rete nazionale dei metanodotti di trasporto (30 Giugno 2002) (fonte Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas)

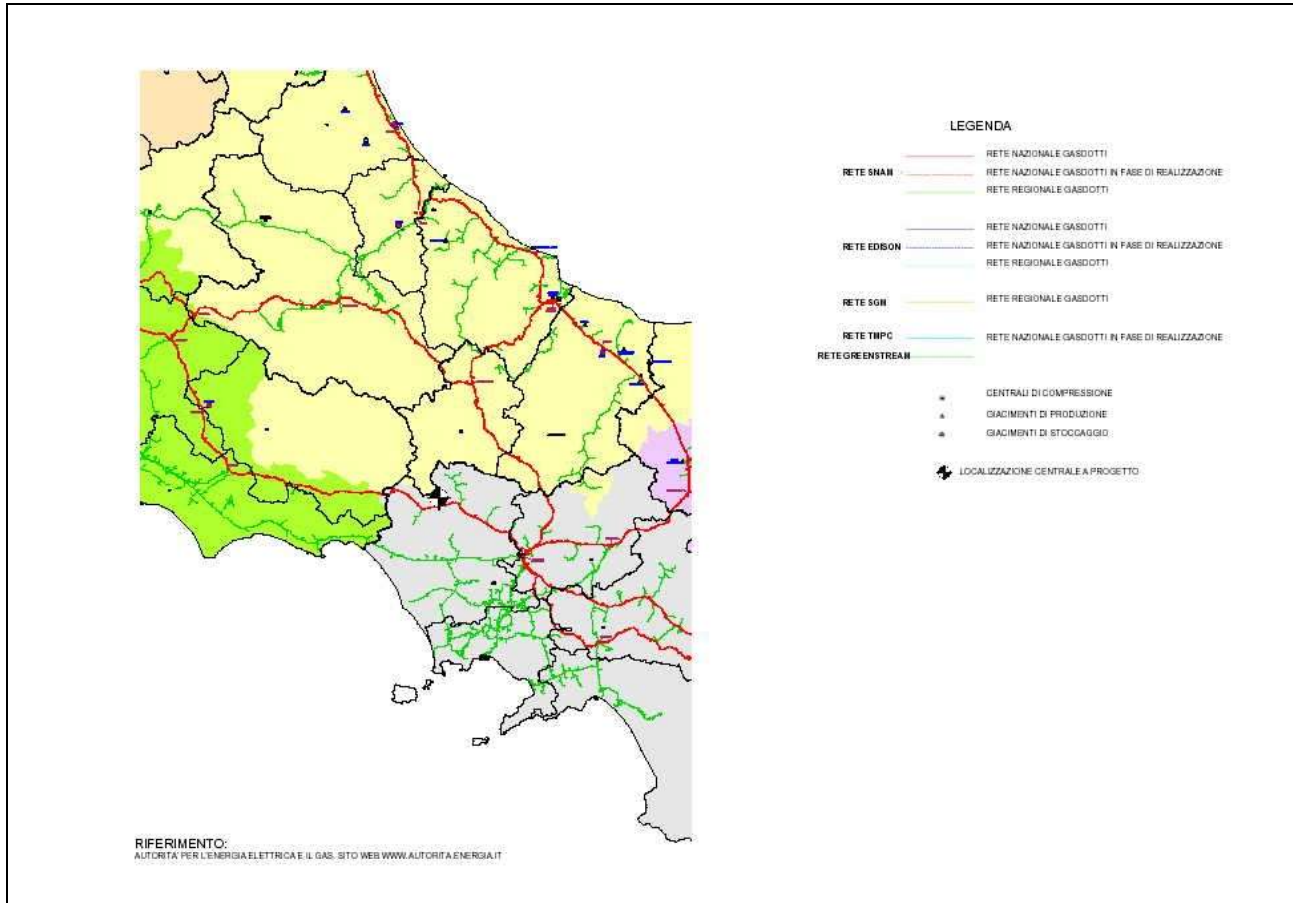


Fig. 3.1.6.1.b: Dettaglio rete nazionale dei metanodotti di trasporto (30 Giugno 2002) (fonte Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas)

3.2 SITUAZIONE ENERGETICA DELLA REGIONE CAMPANIA E DELLA PROVINCIA DI CASERTA

3.2.1 Bilancio Energetico Regionale

Per quanto riguarda la situazione regionale degli impianti di produzione di energia, la capacità lorda/netta regionale installata (in MW), ripartita per classi di produttori, è sintetizzata nel seguito.

GWh	Lorda					
	Produttori		Autoproduttori		Totale	
	2006	2007	2006	2007	2006	2007
Piemonte	19.206,0	18.971,1	2.498,4	2.455,1	21.704,5	21.426,2
Valle d'Aosta	2.638,4	2.772,9	0,0	0,0	2.638,4	2.772,9
Lombardia	57.811,1	52.595,0	2.577,7	3.058,0	60.388,8	55.653,0
Trentino Alto Adige	7.680,0	7.275,9	370,3	363,7	8.050,3	7.639,5
Veneto	18.668,1	17.244,3	1.457,3	1.470,8	20.125,4	18.715,1
Friuli Venezia Giulia	9.204,5	10.695,8	1.263,3	1.223,4	10.467,7	11.919,1
Liguria	11.285,0	12.434,2	138,1	112,1	11.423,1	12.546,3
Emilia Romagna	23.795,7	25.459,8	1.299,1	1.309,3	25.094,9	26.769,1
Italia Settentrionale	150.288,8	147.449,0	9.604,2	9.992,4	159.893,1	157.441,4
Toscana	17.415,0	19.065,7	1.341,7	1.056,1	18.756,7	20.121,8
Umbria	6.062,8	5.276,2	25,7	31,7	6.088,5	5.307,8
Marche	3.695,4	3.567,8	265,5	254,1	3.960,9	3.822,0
Lazio	22.446,1	16.799,5	579,8	530,8	23.025,9	17.330,3
Italia Centrale	49.619,3	44.709,2	2.212,8	1.872,7	51.832,1	46.581,9
Abruzzi	4.290,5	3.498,7	940,1	887,4	5.230,6	4.386,1
Molise	2.983,9	5.510,3	32,1	27,5	3.016,0	5.537,8
Campania	5.495,3	9.357,3	197,1	211,8	5.692,4	9.569,1
Puglia	37.537,4	38.989,3	252,5	185,9	37.789,9	39.175,2
Basilicata	1.201,1	1.201,2	423,4	392,7	1.624,5	1.593,9
Calabria	8.942,9	9.280,8	79,8	65,2	9.022,7	9.346,0
Sicilia	21.601,7	21.375,4	3.260,5	4.086,3	24.862,2	25.461,7
Sardegna	13.772,8	13.398,8	1.354,1	1.396,1	15.126,9	14.794,9
Italia Meridionale e Insulare	95.825,6	102.612,0	6.539,5	7.252,8	102.365,1	109.864,8
ITALIA	295.733,7	294.770,1	18.356,6	19.117,9	314.090,3	313.888,0

GWh	Netta					
	Produttori		Autoproduttori		Totale	
	2006	2007	2006	2007	2006	2007
	18.756,5	18.479,9	2.425,9	2.380,0	21.182,4	20.859,9
	2.603,6	2.735,2	0,0	0,0	2.603,6	2.735,2
	56.220,7	51.175,4	2.492,7	2.960,1	58.713,4	54.135,5
	7.617,6	7.214,1	357,8	351,5	7.975,4	7.565,6
	17.763,0	16.386,9	1.387,8	1.396,6	19.150,8	17.783,6
	6.758,8	10.238,3	1.210,7	1.187,2	9.969,5	11.425,5
	10.363,5	11.513,3	133,3	108,5	10.496,8	11.621,8
	23.254,7	24.897,0	1.243,5	1.250,5	24.498,2	26.147,6
	145.338,5	142.640,2	9.251,6	9.634,5	154.590,1	152.274,6
	16.552,7	18.281,0	1.298,4	1.030,7	17.851,1	19.311,7
	5.833,1	5.054,1	23,1	28,4	5.856,2	5.082,5
	3.674,8	3.544,5	261,3	247,4	3.936,1	3.791,9
	21.501,1	15.976,2	557,0	514,1	22.058,0	16.490,3
	47.561,6	42.855,8	2.139,8	1.820,7	49.701,4	44.676,5
	4.219,0	3.432,1	921,8	869,8	5.140,8	4.301,9
	2.886,3	5.350,6	29,8	25,6	2.916,2	5.376,1
	5.330,8	9.199,0	192,1	206,7	5.522,9	9.405,7
	35.318,1	36.823,6	248,3	183,4	35.566,5	37.007,1
	1.174,3	1.172,0	400,8	365,8	1.575,1	1.537,8
	8.539,2	8.865,0	77,5	63,6	8.616,7	8.928,6
	20.615,2	20.410,4	2.907,2	3.687,3	23.522,4	24.097,7
	12.837,8	12.424,9	1.236,2	1.268,1	14.074,0	13.693,0
	90.920,7	97.677,6	6.013,7	6.670,3	96.934,4	104.348,0
	283.820,8	283.173,5	17.405,1	18.125,5	301.225,9	301.299,0

Fig.3.2.1.1. Produzione di energia regionale (Fonte www.Terna.it)

Lorda	Produttori		Autoproduttori		Totale	
	2006	2007	2006	2007	2006	2007
	GWh					
Piemonte	12.963,0	12.889,6	2.308,3	2.280,3	15.271,2	15.169,9
Valle d'Aosta	3,1	4,1	0,0	0,0	3,1	4,1
Lombardia	47.898,1	43.775,6	2.205,9	2.771,6	50.104,1	46.547,2
Trentino Alto Adige	220,8	256,4	334,0	332,7	554,8	589,1
Veneto	15.469,6	14.077,6	1.381,0	1.402,0	16.850,6	15.479,6
Friuli Venezia Giulia	8.010,5	9.450,6	1.192,6	1.151,3	9.203,1	10.601,8
Liguria	11.102,3	12.277,0	125,3	105,4	11.227,5	12.382,4
Emilia Romagna	22.653,4	24.302,3	1.295,3	1.306,6	23.948,7	25.608,9
Italia Settentrionale	118.320,8	117.033,2	8.842,4	9.349,9	127.163,2	126.383,1
Toscana	16.791,8	18.542,5	1.330,9	1.045,7	18.122,7	19.588,2
<i>di cui geotermica</i>	5.527,4	5.569,7	0,0	0,0	5.527,4	5.569,1
Umbria	4.480,5	4.345,8	24,2	31,5	4.504,7	4.377,4
Marche	3.237,6	3.369,0	245,2	240,3	3.482,8	3.609,3
Lazio	21.301,3	18.164,7	579,0	530,1	21.880,3	18.694,7
Italia Centrale	45.811,3	42.422,0	2.179,3	1.847,6	47.990,6	44.269,5
Abruzzi	2.152,5	2.262,5	873,4	850,8	3.025,8	3.113,3
Molise	2.790,7	5.244,8	32,1	27,5	2.822,8	5.272,3
Campania	2.892,7	6.791,8	197,1	211,8	3.089,8	7.003,5
Puglia	36.790,7	37.908,3	252,5	185,9	37.043,1	38.094,2
Basilicata	709,8	707,9	423,4	392,7	1.133,2	1.100,6
Calabria	7.842,7	8.551,4	79,8	65,2	7.922,4	8.616,6
Sicilia	20.380,7	19.802,5	3.260,5	4.086,3	23.641,2	23.888,8
Sardegna	12.506,0	12.195,3	1.354,1	1.396,1	13.860,2	13.591,4
Italia Meridionale e Insulare	86.065,7	93.464,4	6.472,8	7.216,3	92.538,5	100.680,7
ITALIA	250.197,8	252.919,6	17.494,5	18.413,8	267.692,3	271.333,3

Fig.3.2.1.2. Produzione di energia termoelettrica regionale (Fonte www.Terna.it)

Lorda	Agricoltura		Industria		Terziario		Domestico		Totale	
	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007
	GWh									
Piemonte	310,8	311,5	15.375,9	15.507,6	0.362,3	6.410,8	4.974,0	4.873,2	27.028,0	27.102,9
Valle d'Aosta	3,8	3,8	471,2	459,7	328,1	334,3	188,6	183,3	991,7	981,1
Lombardia	802,8	829,4	37.399,8	37.712,7	17.146,0	17.756,5	11.336,4	11.112,0	68.884,8	67.412,6
Trentino Alto Adige	197,8	219,9	2.603,2	2.501,3	2.184,2	2.412,1	1.109,4	1.144,8	6.184,6	6.278,1
Veneto	564,8	573,2	17.999,5	17.716,5	7.370,0	7.754,0	5.277,5	5.360,3	31.211,9	31.404,0
Friuli Venezia Giulia	123,9	128,3	6.301,8	6.471,1	2.226,7	2.235,4	1.391,3	1.371,8	10.045,6	10.206,7
Liguria	35,7	34,9	1.785,3	1.712,8	2.843,1	2.852,4	1.903,0	1.862,9	6.567,2	6.403,0
Emilia Romagna	925,6	943,2	13.810,3	13.878,7	7.674,5	7.769,8	5.155,6	5.138,3	27.565,9	27.730,0
Italia Settentrionale	2.969,9	3.044,3	95.837,1	95.960,4	46.136,9	47.527,1	31.335,8	31.046,6	176.279,7	177.578,4
Toscana	260,0	269,6	10.549,9	10.060,1	6.188,7	6.232,1	4.336,4	4.294,6	21.341,0	20.858,4
Umbria	103,5	104,7	3.557,3	3.930,3	1.198,3	1.212,9	942,7	956,9	5.801,9	6.204,8
Marche	121,6	129,8	3.713,5	3.745,9	2.264,4	2.294,7	1.588,1	1.562,3	7.707,7	7.762,7
Lazio	315,5	324,1	5.438,8	5.458,0	10.193,4	10.588,1	6.955,3	6.948,0	22.903,0	23.318,1
Italia Centrale	806,6	828,2	23.269,5	23.194,4	19.864,8	20.327,8	13.822,6	13.791,8	67.753,6	68.142,1
Abruzzi	91,1	92,3	3.730,9	3.639,0	1.764,1	1.821,5	1.310,1	1.335,7	6.916,1	6.888,4
Molise	30,2	25,3	833,8	842,3	354,1	361,6	295,2	293,4	1.513,4	1.522,6
Campania	248,5	263,7	5.508,3	5.564,4	5.622,8	5.812,5	5.746,0	5.746,6	17.124,4	17.367,2
Puglia	515,7	556,5	9.162,7	9.224,2	4.170,8	4.126,4	4.161,1	4.200,9	18.010,4	18.108,1
Basilicata	78,4	79,5	1.732,6	1.744,7	830,6	589,7	570,2	517,1	3.020,9	2.931,1
Calabria	126,1	128,8	1.059,2	1.081,6	2.164,1	2.136,8	2.174,3	2.169,5	5.523,7	5.517,8
Sicilia	429,4	435,6	7.560,3	7.440,2	5.246,8	5.296,8	5.934,1	5.908,2	19.170,7	19.080,8
Sardegna	209,5	204,0	7.465,1	7.113,2	2.292,6	2.268,3	2.253,2	2.210,5	12.220,4	11.706,0
Italia Meridionale e Insulare	1.727,0	1.786,8	37.054,0	36.649,6	22.274,8	22.413,7	22.444,2	22.382,1	83.590,0	83.232,1
ITALIA	6.503,5	6.659,2	186.150,8	185.804,3	88.276,5	90.268,5	67.602,6	67.220,4	317.533,2	316.952,5

Fig.3.2.1.3. Consumi di energia elettrica in Italia suddivisi per settore di utilizzazione e Regione (anni 2006-2007) (Fonte www.Terna.it)

3.2.2 Bilancio Energetico Provinciale

Nella figura seguente sono riportati, suddivisi per classe di attività, i consumi per provincia (si veda la Provincia di Caserta) relativi agli anni 2006 e 2007.

GWh	Agricoltura		Industria	
	2006	2007	2006	2007
Ancona	33,7	31,7	1.660,6	1.671,4
Ascoli Piceno	24,6	27,9	717,8	708,0
Macerata	38,9	43,9	642,8	654,2
Pesaro e Urbino	24,4	26,3	692,2	712,3
Marche	121,6	129,8	3.713,5	3.745,9
Frosinone	20,5	22,6	1.828,8	1.821,9
Latina	109,0	110,7	1.121,4	1.134,9
Rieti	7,0	7,9	142,0	142,1
Roma	123,5	125,1	2.105,3	2.116,3
Viterbo	55,5	57,8	241,3	242,9
Lazio	315,5	324,1	5.438,8	5.458,0
Italia Centrale	806,6	828,2	23.259,5	23.194,4
Chieti	31,3	28,1	1.204,8	1.303,8
L'Aquila	19,2	19,8	987,9	946,4
Pescara	15,1	16,5	727,6	572,0
Teramo	25,5	27,9	810,6	816,8
Abruzzi	91,1	92,3	3.730,9	3.639,0
Campobasso	27,2	22,1	533,1	543,3
Isernia	3,1	3,2	300,7	299,0
Molise	30,2	25,3	833,8	842,3
Avellino	10,1	11,0	788,2	790,4
Benevento	22,3	24,3	297,4	314,3
Caserta	68,9	78,5	1.246,9	1.277,0
Napoli	56,3	57,3	1.794,8	1.765,9
Salerno	88,9	92,6	1.382,0	1.416,8
Campania	246,5	263,7	5.509,3	5.564,4
Bari	196,3	240,7	1.527,9	1.488,8
Brindisi	47,4	49,4	999,8	1.110,8
Foggia	114,2	123,1	629,5	638,3
Lecce	68,9	67,9	517,3	491,2
Taranto	88,9	75,4	5.488,2	5.495,1
Puglia	515,7	556,5	9.162,7	9.224,2

Fig.3.2.2.1(Fonte www.Terna.it)

Terziario (*)		Domestico		Totale (*)	
2006	2007	2006	2007	2006	2007
791,5	788,4	480,5	479,3	2.966,2	2.970,9
510,5	502,7	384,8	388,4	1.637,8	1.626,9
404,1	408,8	327,4	326,4	1.413,3	1.433,2
452,8	469,4	395,4	398,2	1.564,9	1.606,2
2.158,9	2.169,2	1.588,1	1.592,3	7.582,2	7.637,2
478,4	506,8	497,6	496,9	2.825,3	2.848,2
613,1	630,4	607,1	606,5	2.450,6	2.482,5
166,3	165,6	182,4	180,2	497,8	495,7
8.088,5	8.423,0	5.327,9	5.319,3	15.645,2	15.983,6
357,5	372,9	340,2	345,1	994,6	1.018,7
9.703,9	10.098,6	6.955,3	6.948,0	22.413,5	22.828,7
18.773,5	19.236,5	13.822,6	13.791,8	56.662,3	57.050,9
496,5	514,4	378,6	386,5	2.111,2	2.232,7
387,3	395,3	323,1	324,5	1.717,4	1.686,0
412,8	410,6	310,3	319,7	1.465,8	1.318,9
396,5	410,2	298,1	304,9	1.530,6	1.559,9
1.693,1	1.730,5	1.310,1	1.335,7	6.825,1	6.797,4
247,5	254,9	212,9	211,8	1.020,6	1.032,1
93,8	93,8	82,4	81,7	479,9	477,7
341,3	348,7	295,2	293,4	1.500,6	1.509,8
333,5	366,6	366,4	370,8	1.498,2	1.538,9
235,9	248,7	254,8	254,8	810,4	842,0
782,9	817,4	894,3	907,5	2.993,1	3.080,5
2.941,5	2.993,2	3.182,9	3.156,4	7.975,5	7.972,7
1.028,8	1.086,7	1.047,6	1.057,2	3.547,3	3.653,3
5.322,7	5.512,6	5.746,0	5.746,6	16.824,5	17.087,3
1.611,3	1.629,5	1.600,1	1.621,3	4.935,5	4.980,5
359,5	369,4	432,0	435,7	1.838,7	1.965,2
626,2	618,2	620,3	622,4	1.990,3	2.002,0
799,3	794,9	868,6	878,8	2.254,1	2.232,9
628,5	568,3	640,2	642,7	6.845,8	6.781,5
4.024,8	3.980,5	4.161,1	4.200,9	17.864,4	17.962,1

Fig.3.2.2.1(Fonte www.Terna.it)

3.2.3 Rete Elettrica di Trasmissione e Impianti di Produzione nella Provincia di Caserta

La Provincia di Caserta è attraversata sia da linee a 220 kV sia da linee a 380 kV. In particolare nell'area del Comune di Presenzano e dei comuni limitrofi sono presenti tre linee a 380 kV e due linee a 220 kV, oltre ad una stazione a 380 kV della RTN sita presso Presenzano.

In Provincia di Caserta sono presenti due centrali idroelettriche di Enel entrambe localizzate nella zona prossima al confine con la Regione Molise. Nel seguito viene fornita una breve descrizione dei due impianti secondo quanto riportato dal sito web www.enel.it.

3.2.3.1 Centrale idroelettrica di Presenzano

La centrale idroelettrica di Presenzano, composta da 4 gruppi da 250 MW ciascuno, per una potenza elettrica massima resa in generazione di circa 1,000 MW si sviluppa sul territorio della Provincia di Caserta e di Isernia.

Nell'impianto idroelettrico di Presenzano l'energia idraulica "primaria" viene accumulata nel bacino a monte. Durante il funzionamento in generazione, l'acqua attraversa le gallerie in pressione e le condotte forzate e arriva in centrale.

Durante la notte avviene il processo inverso. L'energia elettrica viene prelevata dalla rete attraverso il trasformatore e fornita all'alternatore che, in questo caso, funziona da motore. Il motore trascina l'albero e trasmette l'energia meccanica alla turbina che, girando in senso inverso, funziona da pompa: prima preleva l'acqua dalla vasca inferiore, poi la rimanda al bacino superiore. Nelle ore diurne (quelle in cui c'è maggiore richiesta) si produce energia pregiata, mentre di notte (quando la richiesta dell'utenza è di gran lunga minore) si utilizza l'energia disponibile per il pompaggio.

I principali componenti tecnici dell'impianto sono:

- 2 bacini di accumulo dell'acqua, uno superiore, l'altro inferiore;
- 2 gallerie di derivazione;
- 4 condotte forzate;
- 1 centrale in caverna composta da 4 gruppi reversibili generazione/pompaggio;
- 1 stazione elettrica all'aperto.

I volumi d'acqua pompate nelle ore notturne dalla vasca inferiore sono immagazzinati nel bacino superiore di Cesima. Per la sua realizzazione si è provveduto allo sbarramento del vallone di Cesima (che nel suo corso basso è chiamato anche Rio Rava) con una diga in rockfill dell'altezza di 45 metri e della lunghezza al coronamento di 285 metri. La capacità occorrente è stata ottenuta ampliando quella disponibile naturalmente, mediante scavi.

La vasca inferiore è invece situata nella piana ad Est dell'abitato di Presenzano e ha il compito di accumulare i volumi d'acqua turbinati in centrale durante il giorno. È realizzata per intero artificialmente mediante scavi e arginature perimetrali realizzate in tout-venant calcareo prelevato da una cava appositamente aperta sulle pendici del massiccio di Cesima.

Dal bacino di Cesima partono 2 gallerie in pressione, il cui tracciato si sviluppa attraverso formazioni calcareo-dolomitiche.

Le quattro tubazioni metalliche (condotte forzate), collegate ognuna a un gruppo turbina/alternatore della centrale, sono installate all'aperto su un'unica sede per la prima parte del loro sviluppo. Terminano in quattro discenderie indipendenti in galleria fortemente inclinata.

La Centrale, ubicata di fronte al serbatoio inferiore, è costituita da 4 pozzi separati (diametro interno di 21 metri e profondità di 72 metri e mezzo, disposti alla distanza di 40 metri l'uno dall'altro). In ogni serbatoio è installato un gruppo binario ad asse verticale, formato da un generatore/motore da 300 MVA accoppiato a una turbina reversibile monostadio da 250 MW.

3.2.3.2 Centrale di Capriati al Volturno

L'impianto idroelettrico di Capriati di Enel Produzione è del tipo a "pompaggio misto da serbatoio" ed utilizza le acque del Fiume Sava (affluente del Fiume Volturno) accumulate nel serbatoio di Gallo Matese, realizzato sbarrando il corso del Fiume con una diga in calcestruzzo, del tipo a gravità massiccia. L'impianto, inoltre, utilizza le acque turbinate dalla centrale di Gallo Matese, che

viene alimentata dal fiume Lete, immesse nel serbatoio unitamente ai deflussi delle sorgenti Capo Le Mandre e Mulini.

Il serbatoio superiore della centrale è ubicato nel Comune di Gallo Matese ed ha una capacità totale di 8,500,000 m³. Il bacino di Capriati ha una capacità utile di 350,000 m³, tra le quote di massima regolazione di 182.50 m s.l.m. e di minima regolazione di 178.50 m s.l.m.

3.2.4 Analisi dello sviluppo sostenibile nel settore energetico in ambito locale

Nelle more dell'approvazione del Piano Energetico Regionale, che, con riferimento al Protocollo di Intesa tra le Regioni del 5 Giugno 2001, assume la valenza di Piano Energetico Ambientale, la Regione Campania ha emanato, con Deliberazione No. 4818 del 25 Ottobre 2002, le Linee Guida di politica regionale di sviluppo sostenibile nel settore energetico, con particolare riferimento alla produzione dell'energia elettrica, anche con finalità di indirizzo agli Enti Locali ed a tutti i soggetti pubblici e privati interessati.

Nelle Linee Guida viene posto come obiettivo primario della politica energetica della Regione Campania la riduzione del deficit del proprio bilancio energetico (copertura del deficit elettrico corrispondente al fabbisogno previsto all'anno 2010, copertura attuata con almeno il 25% di potenza generata da impianti alimentati da fonti rinnovabili di energia e assimilati) attraverso interventi nel settore dei consumi ed in quello della produzione di energia, in particolare di quella elettrica.

Nelle Linee Guida vengono individuate aree omogenee per l'energia (sia in produzione che in utilizzazione), nell'ambito delle quali possa sussistere un equilibrio tra consumi e produzione,

- incentivando l'impiego delle fonti rinnovabili ed assimilate;
- favorendo la riconversione e la riqualificazione degli impianti esistenti
- privilegiando l'attivazione di nuovi impianti di produzione dell'energia elettrica, alimentati da fonti convenzionali, rispondenti ai seguenti requisiti:
 - tecnologie ad alto rendimento, basso impatto ambientale
 - elevata capacità di utilizzo dell'energia elettrica prodotta, nell'ambito del bacino territoriale in cui è previsto l'insediamento,
 - potenza installata, di norma, non superiore ai 400 MWe;
 - potenza installata superiore ai 400 MWe per casi validamente motivati e argomentati

DGR No. 3533 del 5 Dicembre 2003

Le Linee Guida, sono state integrate con un documento dell'Organismo Tecnico "Analisi del fabbisogno di energia elettrica in Campania: bilanci di previsione e potenziamento del parco termoelettrico regionale" - D.G.R. 3533 del 5/12/2003-, la cui ratio è la valutazione delle esigenze relative sia ai nuovi impianti da fonti rinnovabili e cogenerazione, sia ai nuovi insediamenti termoelettrici, il tutto con il fine ultimo di poter realizzare entro il 2010 il pareggio tra consumo e produzione di energia elettrica nei territori regionali.

Nel documento le analisi relative alla domanda ed alla produzione di energia elettrica sono state effettuate considerando l'intero territorio regionale e definendo ed approfondendo gli scenari relativi a due macro-aree territoriali, ottenute aggregando in un caso i dati relativi alle province di Caserta, Napoli e Salerno (area "costiera", nella quale risulta ubicato anche il progetto dell'opera proposta) e nell'altro quelli relativi alle province di Avellino e Benevento (area "interna").

Prendendo l'avvio dalla analisi della domanda di energia elettrica effettuata sui dati del bilancio regionale per l'anno 2000, viene quantificato l'ammontare dell'energia elettrica da dover produrre per realizzare il sopra citato riequilibrio all'anno 2010 sia in uno scenario di "Alta crescita" che in uno scenario di "Bassa crescita" della domanda (si rimanda a tal proposito al Quadro di

Riferimento Programmatico). Con riferimento agli scenari corrispondenti alle ipotesi più plausibili, al 2010 il deficit per l'Area Costiera viene stimato compreso tra 2200 MWe e 2400 MW.

Al momento della emanazione delle integrazioni di cui al D.G.R. 3533 del 5/12/2003 alle Le Linee Guida di cui al D.G.R. No. 4818 del 25 Ottobre 2002, lo stato dell'arte relativo allo sviluppo energetico sostenibile relativo alla "macroarea costiera" vedeva autorizzate ma non ancora realizzate le centrali termoelettriche di Teverola (CE), da 400 MW, Orta di Atella (CE), da 780 MWe e Flumeri (AV), da 360 MWe,

DGR No. 469 del 25 Marzo 2004

Una nuova successiva integrazione alle Linee Guida è stata apportata dal documento dell'Organismo Tecnico "Analisi delle proposte relative alla realizzazione di nuovi insediamenti termoelettrici nella Regione Campania"- D.G.R. 469 del 25/03/2004.

Al momento della emanazione di dette integrazioni lo stato dell'arte relativo allo sviluppo energetico sostenibile relativo alla "Macroarea costiera" vedeva progetti relativi a nuovi insediamenti termoelettrici sul territorio regionale, per i quali risultava in corso la procedura autorizzativa ai sensi della L. 55/2002, e progetti presentati in data antecedente rispetto all'entrata in vigore della citata L. 55/2002

Progetti relativi a nuovi insediamenti termoelettrici sul territorio regionale, per i quali risultava in corso la procedura autorizzativa ai sensi della L. 55/2002,:

- Centrale termoelettrica di Sparanise (CE), potenza lorda: 800 MWe;
- Centrale termoelettrica di Marcianise (CE), potenza lorda: 400 MWe;
- Centrale termoelettrica di Salerno (SA), area ASI, potenza lorda: 800 MWe.

Progetti presentati in data antecedente rispetto all'entrata in vigore della citata L. 55/2002

- Centrale termoelettrica Flumeri (AV), potenza lorda: 400 MWe;
- Centrale termoelettrica Orta di Atella (CE), potenza lorda: 800 MWe (impianto già autorizzato dal MAP, ora MSE);
- Centrale termoelettrica Teverola (CE), potenza lorda: 400 MWe (impianto già autorizzato dal MAP, ora MSE).

Nel documento "Analisi delle proposte relative alla realizzazione di nuovi insediamenti termoelettrici nella Regione Campania" viene evidenziato come la realizzazione di tutte le opere già autorizzate sommata a quella dei tre progetti autorizzandi, possa portare al pareggio del deficit energetico della Macroarea Costiera (viene pertanto evidenziato come, una taglia di impianto superiore al limite di 400 MWe, (indicata come preferenziale all'art. 2 comma c.4 delle Linee guida), debba essere considerata positivamente, dal punto di vista strettamente tecnico, se in grado di portare al riequilibrio dell'area di pertinenza).

Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 29 Settembre 2008

Il recente Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 29 Settembre 2008 esprime giudizio favorevole di Compatibilità Ambientale per il progetto di una nuova centrale termoelettrica a ciclo combinato da circa 400 MWe nel comune di Presenzano.

Alla data di Settembre 2008 lo stato dell'arte relativo allo sviluppo energetico sostenibile relativo alla "Macroarea costiera" vedeva:

- Autorizzate, realizzate ed in esercizio le centrali di Teverola e Sparanise
- Autorizzato e realizzando ma non ancora in esercizio il repowering di Napoli Levante
- Autorizzate le centrali di Orta di Atella, Flumeri, Salerno

- Decretato favorevolmente dalla procedura di VIA il progetto Presenzano 400 MWe
- Giudicato non compatibile con gli obiettivi e gli indirizzi della programmazione energetica regionale il progetto Marcianise 400 MWe

Sviluppo sostenibile del settore energetico in ambito locale

Considerato anche quanto riportato nel Decreto di compatibilità ambientale del 29 Settembre 2008 relativo al progetto di Presenzano 400 MWe, si evidenzia che a livello di programmazione, la realizzazione di tutte le iniziative sopra menzionate potrà, nel 2010, portare ad un risanamento del deficit energetico dell'area individuata come Macro Area Costiera, all'interno della quale ricade anche l'opera proposta.

Se i proponenti delle iniziative di cui al precedente elenco puntato, rinunciassero alla realizzazione di anche solo una delle stesse, il deficit energetico della Macro Area Costiera potrà essere risanato solo dalla realizzazione di nuove Centrali ricadenti nell'area in esame, come quella in oggetto.

Le potenza elettrica erogata in rete dalle stesse inoltre dovrà essere tale da colmare il disavanzo tra la richiesta elettrica e la produzione relative alla stessa Macro Area.

4 MOTIVAZIONI TECNICHE DELLE SCELTE PROGETTUALI E ANALISI DELLE ALTERNATIVE

Nel presente capitolo vengono descritte le principali motivazioni del progetto e le alternative tecniche prese in esame relative alla nuova CTE proposta.

L'attualità di progetto della nuova centrale è determinata da una serie di fattori che possono essere riassunti, a livello generale, nei seguenti punti:

- la Regione Campania presenta un forte deficit nella produzione di energia elettrica
- è previsto, a livello nazionale, un aumento nei consumi di energia elettrica nei prossimi anni (si veda in particolare quanto discusso al precedente Capitolo);
- l'Italia rimane tra i paesi più industrializzati quello maggiormente dipendente dall'estero per la copertura del fabbisogno energetico nazionale in generale, e di quello elettrico in particolare;
- si evidenzia la necessità di incrementare le infrastrutture per la produzione di energia elettrica al fine di coprire i fabbisogni futuri;
- è in essere la liberalizzazione del mercato nel settore energetico, avviata dalla Direttiva Comunitaria 96/92/CEE e dal Decreto Legislativo 79/99, finalizzato allo sviluppo di un mercato dell'energia aperto e competitivo;
- le motivazioni di carattere ambientale e di compatibilità con i piani e programmi esistenti sul territorio, spingono verso il sempre maggior utilizzo per la produzione di energia elettrica di combustibili a ridotto impatto, quali il gas naturale.

Nel corso dello sviluppo degli elaborati di progetto della nuova CTE e dello Studio di Impatto Ambientale, sono state prese in considerazione diverse alternative, allo scopo di selezionare la soluzione che, nel complesso, fosse tecnologicamente fattibile, presentasse minor impatto ambientale e maggiore funzionalità.

Infatti la sostanziale contemporaneità tra lo sviluppo del progetto e le analisi ambientali consente di intervenire tempestivamente sul progetto stesso, qualora si rilevasse la necessità di variare alcune scelte impiantistiche e realizzative.

In particolare le alternative considerate hanno riguardato:

- la tipologia di impianto
- la localizzazione dell'impianto
- le scelte di processo adottate
- scelte progettuali per le opere connesse

4.1 TIPOLOGIA DI IMPIANTO

1

La CTE è costituita essenzialmente da due turbogas, della potenzialità di circa 280 MW, due caldaie a tre livelli di pressione per il recupero dei gas di scarico e una turbina a vapore unica della potenza di circa 270 MW e un condensatore ad aria.

Dal punto di vista ambientale la tecnologia dei cicli combinati risulta, ad oggi, decisamente più vantaggiosa dei cicli tradizionali, in quanto consente un migliore sfruttamento della risorsa gas naturale utilizzata. Infatti, il calore latente contenuto nei gas di combustione uscenti dalla turbina a gas viene in gran parte 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.

La maggiore efficienza del ciclo combinato permette un minore consumo di combustibile con conseguente diminuzione delle emissioni di inquinanti in atmosfera per ogni kWh di energia elettrica prodotta rispetto ai cicli tradizionali. Il combustibile impiegato nel ciclo combinato è gas naturale, costituito prevalentemente da metano, il combustibile fossile più "pulito". La sua composizione, più ricca di idrogeno e più povera di carbonio rispetto agli altri idrocarburi (es. olio combustibile), consente di avere minori emissioni di CO₂, a parità di energia prodotta; inoltre, la natura gassosa del metano elimina la produzione di particolato solido e la formazione di ossidi di zolfo durante la combustione con conseguente riduzione delle emissioni di sostanze inquinanti in atmosfera, limitate pertanto ai soli ossidi di azoto (NO_x) e monossido di carbonio (CO). Nella combustione del gas naturale la formazione degli ossidi di azoto (NO_x) è imputabile soprattutto all'ossidazione ad alte temperature dell'azoto contenuto nell'aria comburente.

Per ridurre le emissioni di questi inquinanti si cerca di contenere la temperatura di fiamma attraverso un miglior controllo della combustione (adozione di bruciatori Dry Low NO_x-DLN). Il principio di funzionamento dei bruciatori DLN o a premiscelazione consiste nell'ottenere una miscela molto omogenea del combustibile con l'aria di combustione, dosata con forte eccesso rispetto alle proporzioni stechiometriche in una camera di pre-miscelamento, prima che avvenga la reazione di combustione. Ciò riduce la temperatura di combustione ed i picchi di temperatura nella fiamma, limitando drasticamente la formazione di NO.

In sintesi, i principali vantaggi associati alla produzione di energia elettrica utilizzando la tecnologia dei cicli combinati possono così essere sintetizzati:

- maggiore rendimento rispetto alle centrali a ciclo tradizionale (fino al 55-56%, contro il 38-40%) e validità tecnico-economica degli impianti con riduzione dei costi di produzione e conseguentemente del prezzo dell'energia elettrica;
- riduzione delle emissioni di sostanze inquinanti nell'atmosfera, in particolare CO₂, NO_x, e quasi totale azzeramento di SO₂ e polveri, a parità di kWh prodotto rispetto alle altre tecnologie per la produzione di energia elettrica;
- riduzione dei consumi di combustibile per unità di elettricità prodotta, in accordo con la necessità di limitare la dipendenza dell'Italia dalle importazioni di fonti energetiche dall'estero;
- contenimento degli ingombri e degli spazi richiesti dagli impianti a ciclo combinato con conseguente riduzione dell'impatto ambientale – paesaggistico;
- elevata flessibilità operativa con possibilità di adattare il regime produttivo alle esigenze del mercato mantenendo elevati livelli di efficienza;
- riduzione "dell'energy pay back time" ovvero del periodo di tempo necessario all'impianto per ammortizzare, in termini energetici, i costi di realizzazione.

Con riferimento alle considerazioni sopra esposte, nello scenario energetico di mercato libero, la soluzione di riferimento adottata, centrale termoelettrica a ciclo combinato, rappresenta una valida alternativa alle centrali a ciclo tradizionale in termini di efficienza, sicurezza e riduzione dell'impatto ambientale e paesaggistico.

4.2 LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO

Come già sottolineato, la scelta del sito di localizzazione della Centrale ha tenuto in considerazione diversi aspetti.

In particolare sono da evidenziare:

- la vicinanza del metanodotto Melizzano – Maenza, tale da consentire l'allacciamento della CTE alla rete nazionale dei metanodotti ricorrendo alla realizzazione di un gasdotto di lunghezza contenuta (circa 2.6 km);
- la vicinanza della stazione 380 kV (sita nei pressi della centrale idroelettrica Enel), tale da consentire l'allacciamento alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), mediante un elettrodotto interrato di lunghezza contenuta (circa 2,3 km);
- caratteristiche geomorfologiche dell'area (terreno pianeggiante e sito ad una quota sopraelevata rispetto al corso del Fiume Volturno).

E' inoltre da sottolineare come la scelta dell'area è conforme alle più recenti linee di pianificazione nazionale e regionale nel settore della produzione di energia elettrica in quanto prevede la realizzazione di un impianto in un'area allo stato attuale caratterizzata da un deficit energetico (si veda anche quanto riportato nel Quadro di Riferimento Programmatico).

4.3 CAPACITÀ' DELL'IMPIANTO

La scelta della potenza dell'impianto è il risultato dell'analisi di un insieme di vincoli tecnologici ed economici che impongono la ricerca dell'ottimizzazione tra i fabbisogni energetici locali e regionali e la necessaria fattibilità economica del progetto.

I criteri di scelta ed i vincoli di cui sopra possono essere sintetizzati come di seguito:

- Vincoli tecnologici: la potenza erogabile da impianti di produzione a ciclo combinato viene determinata dalla potenza della turbina a gas, che produce circa i due terzi della potenza complessiva dell'impianto. I turbogas di ultima generazione commercializzati dai principali fornitori consentono di raggiungere allo stesso tempo elevate prestazioni termoelettriche (fino a 55-56% di rendimento per il ciclo combinato) ed ambientali;
- Vincoli economici: in previsione dell'entrata in vigore del "dispacciamento di merito economico", sarà necessario proporre prezzi fortemente concorrenziali per immettere corrente elettrica nella Rete Nazionale in modo continuo (base load). Da questo punto di vista, la taglia di 810 MW risulta essere al di sopra del limite inferiore di potenza che consente di garantire dei costi di generazione dell'energia tali da assicurare il dispacciamento dell'energia. Inoltre, l'elevata flessibilità operativa delle soluzioni tecnologiche adottate consentirà di adattare il regime produttivo alle esigenze del mercato mantenendo elevati livelli di efficienza;

1

4.4 SCELTE IMPIANTISTICHE E DI PROCESSO

In considerazione del tipo di impianto in esame, le scelte di base volte alla minimizzazione dei possibili impatti sull'ambiente circostante indotti dalla realizzazione dell'opera hanno interessato sostanzialmente gli aspetti esaminati nel seguito, descritti negli Elaborati di Progetto:

- contenimento delle emissioni di inquinanti in atmosfera;
- contenimento dei consumi idrici;
- contenimento delle emissioni sonore;
- ottimale inserimento paesaggistico;
- previsione di sistemi atti a prevenire qualsiasi fenomeno di contaminazione del terreno.

Si evidenzia fin da ora che l'iniziativa che si intende realizzare consegue i massimi rendimenti di conversione dell'energia termica in energia elettrica e le minime emissioni di inquinanti, utilizzando le più avanzate tecnologie oggi disponibili. Grazie alle scelte progettuali previste, la Centrale si distinguerà per le caratteristiche di compatibilità ambientale che possono essere così riassunte:

- bassa produzione d'inquinanti;
- ridotto consumo di acqua;
- impatto acustico contenuto;
- gradevole aspetto architettonico.

4.4.1 Sistemi di Contenimento delle Emissioni di Inquinanti in Atmosfera

I principali inquinanti emessi dal sistema di combustione di una turbina a gas sono il monossido di carbonio (CO) e gli ossidi di azoto (monossido, NO, e biossido, NO₂), genericamente indicati come NO_x.

La formazione del monossido di carbonio è riconducibile all'incompleta ossidazione del carbonio presente nel combustibile e può essere minimizzata aumentando la temperatura di combustione ed il tempo di permanenza del combustibile in camera di combustione.

Nelle moderne turbine a gas l'aspetto critico, responsabile della formazione di NO_x, è rappresentato dalla formazione dell'NO termico. Esiste infatti una stretta correlazione fra le condizioni stechiometriche, la temperatura della fiamma e la formazione di NO. Il meccanismo di formazione dell'NO, infatti, dipende esponenzialmente dalla temperatura della fiamma e linearmente dal tempo di residenza della miscela aria-combustibile ad una data temperatura; in particolare vengono riscontrate apprezzabili quantità di NO a temperature della fiamma superiori a 1700 °K. In una normale fiamma a diffusione, cioè non premiscelata, vi sono zone in cui la miscela è molto magra, altre in cui la miscela risulta molto ricca ed infine casi in cui la miscela si presenta in condizioni stechiometriche o quasi.

In queste ultime zone, ove la temperatura raggiunge i 2300 °K, l'NO viene generato in elevate quantità. In passato, le camere di combustione delle turbine a gas erano progettate in modo da combinare una zona primaria di combustione quasi stechiometrica con una zona secondaria di combustione in forte eccesso d'aria per completare la combustione. Questa tecnica permetteva una grande stabilità di combustione su un ampio campo di funzionamento ma anche una forte produzione di NO_x. Per contro, grazie all'elevata temperatura ed al lungo tempo di residenza, il processo limitava la formazione di CO.

Per la riduzione della produzione di NO_x è necessario modificare questo meccanismo di combustione in modo da eliminare la produzione di NO termico. Ciò viene fatto riducendo la temperatura della fiamma e riducendo il tempo di residenza in camera di combustione. I metodi disponibili per ridurre le emissioni in atmosfera da impianti a turbina a gas sono:

- iniezione di acqua o di vapore in camera di combustione del turbogas con conseguente riduzione della temperatura del bruciatore;
- premiscelazione del combustibile con aria, in forte eccesso, ma in una composizione ancora combustibile. Per far ciò occorre garantire che la fiamma sia resa molto omogenea in modo da non compromettere la stabilità del processo e che il tempo di residenza sia adeguato al fine di ottenere una combustione completa con bassa formazione di CO.

Nelle moderne turbine a gas di grossa taglia si usa il secondo metodo, dato che il primo comporterebbe un eccessivo consumo d'acqua demineralizzata (rapporto acqua/combustibile 1:1). Nel caso della centrale di Presenzano a progetto, per consentire la riduzione dei picchi di temperatura, si è scelto di adottare la tecnologia dei bruciatori a bassa produzione di NO_x a secco, DLN (Dry-Low-NO_x).

Il principio di funzionamento dei bruciatori DLN o a premiscelazione consiste nell'ottenere una miscela molto omogenea di combustibile e aria, quest'ultima dosata in forte eccesso rispetto alle proporzioni stechiometriche in modo da ottenere una miscela povera. Ciò avviene in una camera di pre-miscelamento (premix), interamente dedicata alla miscelazione dei due componenti, prima che

avvenga la reazione di combustione. In questo modo vengono ridotte la temperatura di combustione ed i picchi di temperatura nella fiamma, abbattendo drasticamente la formazione di NO.

Per migliorare i rendimenti del processo occorre utilizzare alcuni accorgimenti all'interno della camera di premiscelazione:

- mantenere la miscela il più possibile omogenea nello spazio più ridotto possibile;
- impedire l'autoaccensione della miscela;
- impedire la formazione di ritorni di fiamma.

Questi risultati vengono generalmente ottenuti con un adeguato progetto delle geometrie della camera di combustione; ciò comporta tuttavia un ristretto campo di funzionamento della turbina a gas in regime pre-mix. Per ampliare il regime di funzionamento della turbina viene ridotto il numero di bruciatori in funzione della riduzione del carico. Per poter estendere il regime di funzionamento sono stati sviluppati dei bruciatori che funzionano in regime pre-mix sino ad un certo carico, al di sotto del quale funzionano a diffusione (bruciatori ibridi).

Bisogna tuttavia considerare che una diminuzione spinta della concentrazione degli NOx comporta un aumento della concentrazione del CO emesso. Infatti, il monossido di carbonio è a tutti gli effetti un incombusto dovuto alla incompleta ossidazione del carbonio favorita da temperature relativamente più basse e da ridotti tempi di residenza in zona di combustione. Come già accennato la formazione degli ossidi di azoto è favorita da alta temperatura e da breve permanenza nel combustore. Dunque allo stato attuale della tecnologia è necessario ricercare un compromesso tra la riduzione delle emissioni di NOx e di CO.

Nel caso della Centrale di Presenzano questo sistema, generalmente adottato nelle moderne turbine a gas, permette di garantire emissioni totali per la Centrale di NOx pari a 30 mg/Nm³ e di CO pari a 30 mg/Nm³ riferiti a gas secchi con contenuto di ossigeno del 15%.

4.4.2 Sistemi di Raffreddamento

Le scelte progettuali del sistema di raffreddamento adottate per impianti a ciclo combinato sono tipicamente le seguenti (si veda il documento della commissione Europea relativo alle BAT per i sistemi di raffreddamento; EC, 2001):

- raffreddamento a circuito aperto;
- torri di raffreddamento a umido;
- torri di raffreddamento wet-dry;
- condensatori ad aria.

Il raffreddamento a circuito aperto comporta elevati consumi idrici e risulta indicato in siti con elevata disponibilità di acque superficiali. Viene pertanto escluso nel caso del progetto in esame in quanto necessiterebbe di un quantitativo significativo di acque per soddisfare le esigenze dell'impianto.

La torre di raffreddamento a umido offre una soluzione tecnicamente funzionale, con un utilizzo più contenuto di acqua per il reintegro, una configurazione relativamente compatta ed economicamente conveniente. Per contro, il principio fisico su cui si basa comporta un'ingente evaporazione di acqua con la formazione di pennacchi di vapore potenzialmente responsabili di una serie di problematiche quali, ad esempio, fenomeni di corrosione e formazione di ghiaccio su strutture e componenti situati nelle vicinanze, formazione di nebbia e ghiaccio sulle strade con ripercussioni sul traffico veicolare e ferroviario ed in ultimo una riduzione della luce solare.

La torre di raffreddamento wet-dry è fondamentalmente una torre a umido a circolazione forzata del tipo multicellulare, nella quale la corrente di scarico satura d'acqua viene miscelata con aria calda e secca prima di uscire in atmosfera. Questa corrente di aria calda, generata in scambiatori

di calore, è tale da lasciare la corrente di scarico (pennacchio) sottosatura anche a contatto con l'aria ambiente. In questo modo viene eliminata la formazione del pennacchio all'uscita della torre evitando gli effetti indesiderati sul paesaggio, connessi alla visibilità del plume e gli impatti dovuti alla formazione delle brine.

Il condensatore ad aria è progettato per condensare tutto il vapore scaricato dalla turbina a vapore o il vapore di by-pass.

Il condensatore è costituito da schiere di scambiatori di calore formati da tubi con alettatura esterna, disposti a forma di tetto, avente il tubo di distribuzione del vapore sul vertice superiore. Una batteria di ventilatori assiali è sistemata su di un piano posto al di sotto dei fasci tuberi degli scambiatori. I ventilatori forzano l'aria all'esterno dei fasci di tubi alettati, provocando la condensazione del vapore proveniente dalla turbina.

Il condensato è raccolto in tubi collettori posti all'estremità inferiore dei tubi scambiatori e fluisce per gravità al pozzo caldo da cui captano le pompe di estrazione del condensato che lo inviano al preriscaldatore ed al degasatore.

Le pompe di estrazione sono regolate dal livello nel corpo cilindrico BP. I gas incondensabili vengono estratti dalla parte più fredda alla cima del condensatore da un sistema del vuoto, comprendente un eiettore principale per il funzionamento continuo e da pompe ad anello liquido per l'avviamento.

4.4.3 Contenimento degli Scarichi Idrici

La Centrale di Presenzano, grazie alle scelte progettuali effettuate, volte al raggiungimento della massima compatibilità ambientale dell'impianto, presenterà un ridotto consumo di acqua. Allo scopo di limitare il più possibile la necessità di acqua da parte della Centrale, si è previsto da un lato un sistema di raffreddamento totalmente ad aria (sia per condensare il vapore sia per raffreddare gli ausiliari) e dall'altro la massimizzazione del recupero diretto delle acque di processo.

La soluzione adottata per il sistema di raffreddamento, consente un significativo vantaggio ambientale, in termini di bilancio idrico.

Sempre con lo scopo di limitare al massimo gli scarichi idrici, il progetto prevede la massimizzazione del drenaggio naturale delle acque nelle aree non soggette a rischio di sversamenti, adottando i seguenti accorgimenti:

- limitazione dell'uso dell'asfalto alle sole strade previste per uso veicolare pesante;
- finitura, per quanto possibile, in ghiaietto per le isole pedonali attorno ai macchinari principali e per le strade interne di collegamento tra impianto ed impianto,
- impiego, per quanto possibile, di finitura tipo erbablock, per le aree destinate ai parcheggi autovetture e per le zone di approssimazione a questi.

4.4.4 Contenimento delle Emissioni Sonore

Al fine di contenere le emissioni sonore e rispettare i limiti indicati dalla legislazione vigente durante il funzionamento dell'impianto, nel progetto della Centrale sono previste apposite insonorizzazioni. In particolare le principali macchine (turbina a gas, turbina a vapore, generatori elettrici ed i loro principali accessori) saranno posizionate all'interno di edifici, con evidenti vantaggi dal punto di vista dell'impatto acustico.

A livello indicativo i principali accorgimenti adottati per minimizzare gli impatti sull'esterno saranno:

1

- TG, generatore e TV installati in edifici e, comunque, all'interno di cabinati antirumore;
- Protezioni antirumore per i trasformatori;
- silenziatori nel sistema di aspirazione aria del compressore TG;
- impiego di materiali termo-fonoassorbenti, di opportuno spessore, lungo il percorso fumi dal TG all'uscita GVR;
- silenziatore nel camino di scarico del GVR;
- cappa acustica per le pompe alimento del GVR;
- silenziatori su tutti gli scarichi in atmosfera utilizzati in avviamento o in esercizio, non vengono silenziate le valvole di sicurezza a molla in quanto il loro intervento ha carattere di eccezionalità e brevissima durata;
- silenziatore sull'aspirazione del ventilatore aria del GVA.

I livelli previsti saranno uno dei requisiti tecnici dell'ordine di acquisto, ogni fornitore dovrà garantire i valori definiti nelle specifiche tecniche una volta fornita installata e messa in funzione l'apparecchiatura.

A realizzazione ultimata, nella fase di messa a punto dell'impianto, si provvederà alla verifica con i fornitori della rispondenza ai requisiti di emissione sonora richiesti all'atto dell'ordine. Nella eventualità in cui si dovessero verificare degli scostamenti delle anomalie e rispetto ai valori di progetto/ordine, verranno individuate le cause e saranno intrapresi i necessari interventi tecnici specifici al fine del rispetto dei limiti previsti.

4.4.5 Ottimizzazione del Progetto Architettonico

L'aspetto estetico e l'inserimento della Centrale nel contesto ambientale locale sarà particolarmente curato; la scelta dei colori e delle caratteristiche architettoniche delle parti in vista saranno realizzate in modo che possano inserirsi armonicamente nel contesto paesaggistico del sito (a tale scopo stati elaborati studi specifici per i quali si rimanda al Quadro di Riferimento Ambientale), compatibilmente con i vincoli stabiliti dalla normativa di sicurezza e con le esigenze d'efficienza e funzionalità dell'impianto produttivo.

L'area di impianto sarà inoltre dotata di ampie superfici sistemate a verde. Tale accorgimento contribuirà ulteriormente a migliorare l'inserimento nel paesaggio, mitigando l'impatto paesaggistico. Per maggiori approfondimenti si rimanda agli studi specifici riportati nel Quadro di Riferimento Ambientale.

4.4.6 Sistemi per la Prevenzione della Contaminazione del Terreno

Le acque di lavaggio delle turbine a gas verranno raccolti in apposite vasche per poi essere prelevati a mezzo di botti spurgo e smaltiti in impianti autorizzati secondo quanto previsto dalla normativa vigente. Analogamente gli eventuali sversamenti degli oli dei trasformatori e delle turbine sono raccolti in più vasche dedicate e dotate di filtri coalescenti. Il sistema di drenaggio a pavimento di tutte le zone potenzialmente inquinate da olio è provvisto di vasche trappola per l'olio che impediscono trascinalamenti d'olio nella rete drenante;

I serbatoi contenenti prodotti potenzialmente contaminanti installati nella Centrale saranno dotati di appositi bacini di contenimento dimensionati per la capacità massima, al fine di evitare che la rottura accidentale di un serbatoio possa contaminare il terreno. Sono previsti controlli periodici dello stato di conservazione dei bacini e delle vasche e formazione del personale al fine di prevenire tale rischio.

Il rischio di contaminazione del terreno da parte della Centrale risulterà quindi estremamente limitato sia per le basse quantità utilizzate sia per le misure preventive adottate.

Non saranno presenti in Centrale sostanze o materiali particolarmente nocivi per l'ambiente e la salute quali amianto (coperture e/o coibentazioni), PCB (trasformatori), gas halon (dispositivi antincendio) e materiali radioattivi (dispositivi rilevazione incendi).

4.5 SCelte PROGETTUALI PER LE OPERE CONNESSE

4.5.1 Elettrodotto

L'allacciamento tra la nuova CTE e la stazione RTN verrà realizzato con cavo interrato, di lunghezza pari a circa 2,3 km, il cui percorso si svilupperà completamente all'interno del territorio del Comune di Presenzano mediante un collegamento con cavi unipolari isolati posati in sezione di scavo a profondità minima 1,50 m.

Tale soluzione consente una sensibile riduzione dell'impatto associato alle componenti radiazioni non ionizzanti (l'abbattimento del campo elettrico e magnetico è decisamente maggiore per le linee interrate rispetto alle linee aeree) e paesaggio (non è prevista la realizzazione di sostegni e, pertanto, a regime, l'opera non risulterà visibile).

All'interno dell'area della Stazione RTN e della futura Centrale verranno predisposti appositi terminali AT.

Allo scopo di poter definire il miglior tracciato da percorrere per collegare i due impianti, sono stati eseguiti opportuni rilievi sull'area in oggetto; tali rilievi hanno evidenziato alcune caratteristiche che hanno permesso di individuare con buona precisione il percorso ottimale per ubicare il suddetto cavo in progetto.

La scelta del tracciato è stata concepita al fine di ridurre al minimo ogni interferenza con il territorio circostante sfruttando il più possibile fasce di servitù già esistenti.

Al termine delle fasi di realizzazione dell'opera si procederà con le operazioni necessarie per riportare il territorio attraversato nelle condizioni ambientali iniziali, mediante opere di ripristini geomorfologici, idraulici e vegetazionali.

Per maggiori approfondimenti si rimanda agli Elaborati di Progetto dell'elettrodotto.

4.5.2 Metanodotto

L'allacciamento tra la nuova CTE e la Rete Snam verrà realizzato con un metanodotto di 1^a specie, di diametro DN 400 (Ø16"), di lunghezza pari a 2,6 e km, il cui percorso si svilupperà completamente all'interno del territorio del Comune di Presenzano.

Il tracciato si sviluppa totalmente in terreno pianeggiante, agricolo, destinato a seminativo. Il livello della direttrice del tracciato varia tra + 129 m s.l.m. e + 133 m s.l.m.

La scelta del tracciato è stata concepita al fine di transitare il più possibile in aree a destinazione agricola, limitando l'attraversamento di aree in cui è previsto uno sviluppo futuro per edilizia residenziale o industriale; inoltre sono state evitate le aree franose o soggette a dissesto idrogeologico, le aree di rispetto delle acque sorgive, le aree costituite da terreni paludosi e/o torbosi.

Al termine delle fasi di realizzazione dell'opera si procederà con le operazioni necessarie per riportare il territorio attraversato nelle condizioni ambientali iniziali mediante la possibilità di ripristinare le aree attraversate, riportare alle condizioni morfologiche e di uso del suolo preesistenti all'intervento, minimizzando l'impatto ambientale sulle aree attraversate.

Per maggiori approfondimenti si rimanda agli Elaborati di Progetto del metanodotto.

5 VINCOLI E CONDIZIONAMENTI

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

Gli eventuali condizionamenti di natura programmatica sono trattati in dettaglio nel Quadro di Riferimento Programmatico del presente Studio di Impatto Ambientale.

In tale documento è stata effettuata l'analisi degli strumenti di pianificazione e di programmazione che interessano l'area in esame evidenziando, per ciascuno di essi, i rapporti di coerenza con l'opera a progetto. Tale analisi ha rilevato che non sussistono condizionamenti tali da non consentire la realizzazione della Centrale termoelettrica a progetto.

5.2 NORMATIVA AMBIENTALE DI RIFERIMENTO

Nella progettazione 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 della protezione della popolazione

6 CARATTERISTICHE DEL PROGETTO DELLA CENTRALE

Nel presente capitolo vengono descritte le caratteristiche dell'opera a progetto.

La progettazione esecutiva dell'opera, prevista come prima fase nel processo di realizzazione dell'opera, sarà eseguita nel rispetto della normativa nazionale vigente. In aggiunta saranno assunte come linee guida di progettazione i principali standard nazionali ed internazionali.

6.1 CONFIGURAZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO

1 La Centrale, a Ciclo Combinato da ubicare nel Comune di Presenzano in Provincia di Caserta, avrà una potenza elettrica netta pari a circa 810 MWe che verranno immessi direttamente nella rete nazionale a 380 kV attraverso la stazione di Presenzano (posta a circa 2 km di distanza dal sito di localizzazione della CTE) che presenta le caratteristiche idonee per assolvere a tale funzione.

1 La Centrale sarà costituita essenzialmente da due turbogruppi (turbina a gas e alternatore) della potenza di circa 280 MW, ciascuno collegato a una caldaia per il recupero dei gas di scarico e un unico turbogruppo a vapore (turbina a vapore e alternatore) della potenza massima di circa 270 MW, per una potenza complessiva d'impianto di circa 830 MW lordi.

1 La caldaia a recupero è a tre livelli di pressione con risurriscaldamento e produce il vapore che alimenta la turbina a vapore. Il vapore scaricato dalla turbina a vapore viene condensato a secco mediante condensatore ad aria.

Per uno schema generale di funzionamento della Centrale si rimanda agli Elaborati di Progetto.

Gli altri componenti d'impianto sono raffreddati mediante acqua in circuito chiuso ma a sua volta raffreddato con aerotermini. Il gas metano fornito dalla rete viene mantenuto alla pressione richiesta mediante una stazione di riduzione.

6.2 DESCRIZIONE DEL CICLO TERMICO

Gli elementi che caratterizzano il ciclo termico sono i seguenti:

Il turbogas

Sono disponibili diverse macchine che, in ciclo combinato, presentano caratteristiche equivalenti dal punto di vista delle emissioni, della potenza sonora, dell'impatto visivo, degli scarichi ecc.. Pertanto la scelta del TG non influisce sulle valutazioni inerenti l'impatto ambientale dell'opera: la scelta della macchina può essere rimandata ad una fase successiva, mantenendo tutte le possibilità offerte dal mercato, fino alla conclusione della gara.

1

Il ciclo termico - Lato fumi

1 I gas di scarico provenienti dalla turbina a gas sono convogliati all'interno del generatore a recupero dove attraversano in sequenza banchi di scambio termico. I fumi esausti vengono convogliati all'atmosfera attraverso il camino.

Il ciclo termico - Lato acqua/vapore

Il serbatoio raccolta condensato riceve

- il condensato dal condensatore
- l'acqua demineralizzata di make-up

L'acqua demineralizzata di make-up alimenta il pozzo caldo per mezzo di una valvola regolatrice di livello situata sulla linea che collega lo stesso alle pompe di rilancio dell'acqua demineralizzata.

Dal pozzo caldo l'acqua alimento viene inviata per mezzo delle pompe estrazione condensato, attraverso il condensatore vapore tenute, alle caldaie a recupero.

Per limitare il consumo di acqua di reintegro, sarà adottato un sistema di raccolta e recupero dell'acqua contenuta negli spurghi dei corpi cilindrici di media e alta pressione. Sfruttando infatti la differenza di pressione tra gli spurghi e il vapore di bassa pressione immesso nella turbina, una parte dell'acqua contenuta negli spurghi viene fatta evaporare e reimpressa in TV unitamente al vapore surriscaldato BP.

La turbina a vapore

Il corpo Alta Pressione della turbina a vapore è del tipo a pressione variabile ("sliding pressure") e riceve il vapore in alta pressione da un collettore che convoglia il vapore prodotto dai due GVR.

La turbina a vapore è del tipo a risurriscaldamento intermedio; ovvero il vapore, dopo aver attraversato il corpo di alta pressione, viene estratto dalla TV e rimandato nei GVR per un ulteriore riscaldamento.

Il risurriscaldamento consente un notevole innalzamento dell'efficienza del ciclo termico.

La turbina a vapore è prevista anche per la immissione del vapore in bassa pressione (da un unico collettore che convoglia il vapore prodotto dai due GVR) e scarica il vapore esausto al condensatore ad aria.

Il sistema di by-pass

Allo scopo di facilitare le operazioni di avviamento e per evitare l'automatico blocco dei turbogas in caso di blocco della turbina a vapore è previsto un sistema di bypass che consiste in un sistema di valvole di riduzione di pressione e di attemperamento che hanno lo scopo di adeguare le condizioni di pressione e di temperatura del vapore prodotto dai GVR nelle tre sezioni a quelle ammesse dal condensatore.

Il condensatore ad aria

Il vapore in uscita dalla sezione di Bassa Pressione della Turbina a vapore entra nel condensatore, dove il ciclo termico si chiude.

Il calore di condensazione viene ceduto direttamente all'aria atmosferica attraverso banchi di scambio vapore-acqua/aria, annullando il fabbisogno di acqua di raffreddamento a scapito di una pressione di condensazione più elevata.

I banchi di scambio sono formati da file di tubi alettati, tipicamente disposte "a capanna", al cui vertice superiore è posto il collettore del vapore scaricato dalla turbina. Da qui il vapore entra nei fasci tubieri, raffreddati esternamente dall'aria, la cui circolazione è assicurata da ventilatori prementi posti alla base delle capanne. Il condensato si raccoglie nei collettori alle estremità inferiori dei banchi di scambio da dove passa poi al serbatoio di raccolta condensato. Le capanne ed il serbatoio sono montati ad una certa altezza dal suolo su un'incastellatura metallica, con lo scopo di lasciare nella parte sottostante una sufficiente sezione di passaggio all'aria di raffreddamento e di fornire il battente necessario alle pompe di estrazione condensato.

In avviamento, il vuoto al condensatore è assicurato da un sistema di pompe ad anello liquido, mentre per il mantenimento, la disponibilità di vapore permette un utilizzo combinato sia di eiettori che pompe ad anello liquido.

6.3 CONFIGURAZIONE IDRICA DELL'IMPIANTO

In ingresso alla Centrale si avrà acqua di pozzo e acqua potabile prelevata dall'acquedotto comunale. Di seguito sono descritti sinteticamente i principali utilizzi di queste due fonti:

Acqua industriale

- E' utilizzata come acqua antincendio, viene stoccata in un serbatoio di adeguata capacità; la riserva dedicata all'antincendio è pari a 800 mc.
- Viene consumata per usi interni, a carattere discontinuo e con portate trascurabili, quali il lavaggio di apparecchiature, l'annaffiatura delle piante, ecc.
- L'acqua industriale alimenta sostanzialmente l'impianto di demineralizzazione, descritto in tutti i suoi componenti nei paragrafi successivi, necessario per la produzione dell'acqua demineralizzata che alimenta le caldaie a recupero. La presenza di spurghi e sfiati in caldaia rende indispensabile una produzione ed un reintegro continuo di acqua demineralizzata

Acqua demineralizzata

- E' impiegata principalmente per reintegrare gli spurghi dei corpi cilindrici della caldaia a recupero e le perdite di vapore dal degasatore.
- Lo spurgo sui corpi cilindrici viene operato per mantenere la concentrazione salina dell'acqua negli evaporatori costante e al di sotto di limiti prefissati onde evitare il trascinarsi di sali da parte del vapore saturo. In questo caso infatti, si potrebbero col tempo attivare fenomeni corrosivi sulle palettature della turbina a vapore.
- Un'altra sede di perdita continua di acqua è la torretta degasante, dove una piccola parte del vapore di degasaggio viene rilasciata all'atmosfera insieme agli incondensabili.
- Tutte le altre utenze che richiedono acqua demineralizzata, quali il lavaggio compressore on-line e off-line, il lavaggio del condensatore ad aria hanno carattere discontinuo.

Acqua potabile

- E' destinata ad usi di carattere sanitario quali docce, bagni, docce lavaocchi, etc...

Acque reflue industriali, acque reflue civili, acque meteoriche

Eventuali reflui saltuari e non trattabili direttamente in impianto, quali l'acqua di lavaggio dei turbogas e gli scarichi ad alta conducibilità del demineralizzatore, saranno raccolti separatamente in appositi serbatoi e vasche e successivamente inviati ad Operatori specializzati tramite autobotte.

Per lo scarico delle acque nere, provenienti dai servizi igienico-sanitari per il personale di servizio è prevista l'installazione di una fossa tipo Imhof con immissione a valle in un serbatoio di raccolta periodicamente svuotato a mezzo autobotte.

Verrà previsto un sistema per la separazione delle acque meteoriche in acque di prima e seconda pioggia. Tutta l'acqua meteorica raccolta verrà convogliata, mediante una rete dedicata, in una apposita vasca di separazione: l'acqua di prima pioggia è separata e successivamente inviata ad un sistema di trattamento dedicato. Dopo il trattamento di dissabbiatura e disoleatura l'acqua di prima pioggia viene restituita al corpo idrico superficiale tramite collegamento dedicato (Rio del Cattivo Tempo).

L'acqua di seconda pioggia, by-passando le sezioni di trattamento della prima pioggia, viene restituita direttamente, al Rio del Cattivo Tempo tramite il suddetto collegamento.

La rete delle acque meteoriche è infine dotata di vasche-trappola per la separazione/contenimento dell'olio in tutti i punti della Centrale suscettibili di contaminazione da olio, quali tipicamente le zone dei trasformatori.

6.4 ORE DI FUNZIONAMENTO DELL'IMPIANTO

Nella seguente tabella viene riportata la ripartizione delle ore anno con indicazione delle fermate programmate e accidentali.

Suddivisione ore annue	
Fascia oraria F2/F1	4848
Fascia oraria F3	3912
Totale ore annue	8760
Ore di fermata programmata e ore di indisponibilità	590
Assetto di marcia in postcombustione	N. A.
Erogazione energia su mercato elettrico	8170
Centrale ferma	590

1

Indisponibilità e fermata dell'impianto

Le fermate programmate dell'impianto sono dovute alla manutenzione ordinaria dell'impianto nel corso della quale i principali componenti vengono revisionati allo scopo di assicurare la continuità del funzionamento in condizioni ottimali; l'indisponibilità dell'impianto invece tiene conto di tutte quelle fermate non programmate che si possono verificare in caso di guasto o di manutenzione straordinaria. La tabella sopra indicata tiene conto delle fermate effettuate esclusivamente per motivi tecnici; da tenere presente che la produzione della centrale è completamente dedicata al mercato dell'energia e quindi il suo funzionamento sarà anche regolato dall'aspetto relativo alle regole di dispacciamento sulla RTN. Al fine della valutazione di impatto ambientale sono state cautelativamente considerate le sole ore di fermata dovute a vincoli tecnici di manutenzione.

1

Funzionamento in post combustione

Non applicabile.

6.5 PRINCIPALI COMPONENTI DELL'IMPIANTO

I principali componenti della Centrale sono:

- turbina a gas (2 TG);
- caldaia a recupero (2 GVR);
- turbina a vapore (TV);
- condensatore ad aria;
- sistema elettrico centrale.

A questi si aggiungono alcuni impianti ausiliari e opere accessorie, quali:

- 1 generatore di vapore ausiliario (GVA) per l'avviamento della CTE;

- sistema di trattamento del gas combustibile;
- sistema acqua di raffreddamento in ciclo chiuso sistemi ausiliari (con aerotermo);
- impianto di produzione acqua demineralizzata;
- sistema antincendio;
- impianto di produzione aria compressa;
- impianto di ventilazione e/o condizionamento;
- apparecchiature di misura e regolazioni principali;
- sistema elettrico.

6.5.1 Turbina a Gas

Le TG saranno di tipo heavy duty, direttamente accoppiate all'alternatore.
Il combustibile utilizzato sarà gas naturale in bruciatori di tipo DLN (Dry Low NOx).
I componenti e gli ausiliari principali di ogni TG sono:

- turbina a gas completa di compressore, camera di combustione e relativi bruciatori;
- sistema di aspirazione aria completo di filtrazione multistadio, silenziatori, ecc.;
- sistema di scarico completo di condotto e giunto di accoppiamento con il GVR;
- cabinato acustico per l'insonorizzazione della TG e dei relativi ausiliari, completo di sistema antincendio e ventilazione;
- sistema di rotazione lenta e lancio della TG;
- sistema olio di lubrificazione (anche per alternatore);
- sistema di preriscaldamento del gas naturale ad acqua, prelevata all'uscita dell'economizzatore MP del GVR (se necessario);
- sistema di separazione acqua (scrubber) sulla linea gas e relativo serbatoio di raccolta;
- sistema di lavaggio on/off line del compressore;
- sistema di comando e controllo della TG e dei relativi ausiliari interconnesso con il DCS centralizzato nella CTE.

Per i dati tecnici di dettaglio si rimanda agli Elaborati di Progetto..

6.5.2 Caldaia a Recupero e Acqua Alimento

Ciascun generatore di vapore a recupero sarà del tipo a circolazione naturale, adatto all'installazione all'aperto.

I livelli di pressione saranno tre: AP, MP e BP; saranno installati banchi RH.

Le superfici di scambio saranno costituite da tubi alettati saldati ai collettori e gli scambiatori saranno racchiusi in un casing coibentato resistente alla pressione dei gas di scarico.

1 L'involucro, contenente le parti in pressione della caldaia, è collegato da un lato, tramite un condotto, al giunto di dilatazione della TG e dall'altro al condotto di collegamento al camino per lo scarico silenziato dei gas all'atmosfera.

Per ulteriori dettagli si rimanda agli Elaborati di Progetto.

6.5.3 Turbina a Vapore

Il sistema turbina a vapore sarà composto dalle seguenti parti:

- turbina a condensazione con risurriscaldamento e immissione di vapore a bassa pressione;
- accoppiamento diretto con l'alternatore;
- sistema olio di lubrificazione;
- sistema olio di regolazione;
- sistema vapore tenute;
- sistema di rotazione lenta;
- sistema di supervisione e di comando/regolazione della TV e dei relativi ausiliari interconnesso con il DCS centralizzato della centrale;
- cabinato acustico per l'insonorizzazione della TV;
- stazione di by-pass vapore AP/RHF dedicata ad ogni GVR;
- stazione di by-pass vapore RHC/condensatore dedicata ad ogni GVR;
- stazione di by-pass vapore BP/condensatore comune ai due GVR;

Le valvole costituenti le stazioni di by-pass saranno azionate o da servomotori pneumatici o da servomotori idraulici con relativa centralina oleodinamica; le valvole di desurriscaldamento relative ai by-pass saranno complete di valvola di intercettazione a monte, azionata da un servomotore dello stesso tipo.

Per ulteriori dettagli si rimanda agli Elaborati di Progetto.

6.5.4 Condensatore ad Aria

Il condensatore ad aria è costituito da più celle provviste di ventilatori che forzano il flusso di aria attraverso i fasci tubieri scambianti. Tali fasci hanno una struttura a capanna che reca nel suo vertice il collettore del vapore esausto e alla base i due collettori del condensato.

La condensazione ha luogo all'interno di due batterie di scambio termico, costituite da tubi alettati, innestate simmetricamente a guisa di tetto su tutta la lunghezza del collettore vapore. Il condensato cade per gravità nei due collettori che stanno alla base della capanna e da qui all'interno del serbatoio di raccolta da cui pescano le pompe estrazione condensato (in numero adeguato a garantire la riserva nel caso di fuori servizio di una pompa).

Le celle sono disposte ad un'altezza da terra sufficiente a garantire il volume di aria necessario alla condensazione, nel caso in oggetto 17 ÷ 20 metri a seconda del fornitore, sostenute da una struttura a colonna generalmente metallica.

Per quanto riguarda le problematiche connesse alla rumorosità del sistema, viene posta particolare cura nella definizione del profilo delle pale dei ventilatori e nella scelta della loro velocità massima.

Infine, il vuoto al condensatore è mantenuto dal sistema del gruppo vuoto, costituito da pompe ad anello liquido per l'avviamento e da pompe ad anello liquido e da eiettori, per il mantenimento del vuoto stesso.

6.5.5 Sistema Elettrico Centrale

6.5.5.1 Generalità

Il sistema elettrico, i macchinari e i componenti saranno progettati, costruiti, ispezionati, installati e collaudati in accordo alle norme CEI, CEI EN ed IEC.

In particolare, saranno considerate le prescrizioni delle cogenti norme CEI, CEI EN ed IEC ed in particolare quelle contenenti le prescrizioni di installazione quali ad esempio le seguenti.

Il progetto dell'impianto e la selezione dei componenti garantiranno il rispetto delle leggi italiane e dei regolamenti locali.

1 La centrale termoelettrica a ciclo combinato è costituita da n°2 turbine a gas, n°2 caldaie a recupero che utilizzano per la produzione di vapore il calore dei gas di scarico della TG stessa e da una turbina a vapore.

I tre generatori, accoppiati rispettivamente alle TG ed alla TV, erogheranno sulla rete a 380 kV tutta la potenza prodotta, esclusi i consumi degli ausiliari del ciclo termico della nuova centrale.

I generatori G1, G2 dei turbogas saranno connessi ai rispettivi trasformatori elevatori T1 e T2, ciascuno attraverso un interruttore di macchina (rispettivamente GCB-GTG1 e GCB-GTG2), tramite collegamento in condotto sbarre a fasi isolate.

Gli interruttori di macchina permetteranno l'effettuazione del parallelo dei gruppi direttamente sul lato MT dei trasformatori elevatori e lo scollegamento degli stessi gruppi in caso di blocco, senza la necessità di trasferire gli ausiliari della centrale sotto altra fonte di alimentazione.

Il generatore G3 della turbina a vapore sarà connesso al trasformatore elevatore T3 direttamente, tramite collegamento in condotto sbarre a fasi isolate.

I trasformatori elevatori saranno a due avvolgimenti e permetteranno l'immissione della potenza generata dal complesso turbine/generatori sulla rete a 380 kV.

I trasformatori elevatori potranno inoltre essere utilizzati come trasformatori abbassatori in fase di avviamento, permettendo l'alimentazione dei servizi della centrale derivandone l'energia necessaria dalla rete elettrica a 380 kV.

I tre trasformatori elevatori saranno connessi alla Rete elettrica di Trasmissione Nazionale a 380 kV attraverso una stazione elettrica, in configurazione a singola sbarra e con isolamento in SF6, dalla quale si deriverà il collegamento in antenna con linea di utente a 380 kV costituito da un elettrodotto in cavo interrato tra la nuova CTE e l'esistente stazione elettrica a 380 kV di Presenzano di proprietà della società Terna..

I trasformatori di unità a T1A e T2A saranno del tipo a due avvolgimenti ed alimenteranno i sistemi ausiliari della centrale, tramite quadri di media tensione a 6 kV ed una rete di distribuzione secondaria a 690 V e 400 V.

Gli ausiliari elettrici di tutto l'impianto saranno alimentati a tre diversi livelli di tensione:

- 6 kV per i motori/utenze di potenza nominale maggiore o uguale a 200 KW;
- 690 V per i motori/utenze con potenza nominale minore o uguale a 200 KW;
- 400 V per i motori/utenze con potenza nominale minore o uguale a 130 KW.

La progettazione e la realizzazione del sistema elettrico garantiranno il facile accesso alle apparecchiature per ispezioni, manutenzione e/o riparazioni; le apparecchiature stesse avranno caratteristiche tali da non presentare rischi per il personale durante tali operazioni.

Le apparecchiature saranno dotate di tutti i dispositivi di sicurezza contro rischi meccanici ed elettrici relativi all'uso o alla manutenzione, quali interblocchi elettromeccanici, schermi, coperchi, lucchetti, recinzioni, etc.

L'impianto elettrico sarà progettato e costruito in ottemperanza a quanto prescritto dalla Norma CEI 211-6 "Guida per la misura e la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz – 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana", in termini di sicurezza e di esposizione umana ai campi elettromagnetici

Tutte le apparecchiature ed i sistemi riconducibili alla definizione di "macchina" saranno conformi a quanto previsto dalla Direttiva macchine 2006/42/CE.

Tutti i materiali, apparecchi, sistemi di protezione e controllo per i quali sia previsto l'impiego nei "luoghi pericolosi" (aree classificate) o che, anche se installati fuori da tali luoghi, sono necessari per il funzionamento sicuro di apparecchi e sistemi, onde evitare rischi di esplosione, saranno dotati di marcatura "CE" (oltre alle altre marcature già previste dalle norme vigenti) ai sensi della direttiva europea 94/9/CE (DPR 126 del 23.3.1998); per tutti gli apparecchi ed i sistemi di

protezione e controllo all'interno dei "luoghi pericolosi" saranno inoltre applicate le procedure di conformità di cui all'art. 8 della direttiva 94/9/CE (marcatura ATEX).

I componenti elettrici, in particolare gli isolamenti, i supporti, le carcasse, ecc. saranno del tipo non propagante l'incendio.

Le superfici calde delle apparecchiature elettriche (se esistenti), nelle normali zone di operazione del personale, saranno protette o isolate in modo che le stesse non costituiscano rischi di ustione per il personale, né rischi di incendio accidentale dei fluidi o materiali circostanti. In ogni caso la temperatura delle superfici delle parti protette o isolate di tali apparecchiature sarà inferiore 55°C.

Tutte le parti metalliche saranno collegate elettricamente al sistema di terra .

Le apparecchiature elettriche ed elettroniche (in particolare i relè di protezione ed i dispositivi multifunzione a microprocessore), gli apparecchi e i sottosistemi che formano la centrale, saranno conformi ai requisiti delle Direttiva Europee n°2004/108/EC "Direttiva EMC".

Tutti i componenti, apparecchi, sottosistemi e sistemi costituenti la centrale saranno dotati di marcatura "CE".

Il sistema elettrico dell'intero impianto sarà progettato con l'obiettivo di ottimizzare il raggruppamento degli utilizzatori nel rispetto:

- delle loro funzioni
- delle differenti condizioni di lavoro
- delle differenti esigenze di manutenzione

I componenti saranno dimensionati tenendo conto del fattore di utilizzo e del fattore di contemporaneità delle utenze.

La nuova centrale a ciclo combinato non sarà progettata per avviamento in "black start": l'avviamento dell'impianto sarà pertanto possibile solo quando la rete 380 kV è disponibile.

Sistemi, componenti e materiali saranno dimensionati per il servizio continuo e saranno selezionati in modo da minimizzare le attività di manutenzione.

I sistemi di protezione elettrica saranno selezionati in modo da garantire la completa selettività, la protezione primaria e di riserva per tutti i circuiti elettrici di potenza dell'impianto.

I sistemi di media tensione (generazione e distribuzione 6 kV) saranno eserciti con neutro a terra tramite resistori opportunamente dimensionati, al fine di consentire una corretta selettività dei guasti a terra.

La selettività ed il coordinamento dei sistemi di protezione elettrica da prevedersi per l'interfaccia con la rete 380 kV esistente, saranno eseguiti in accordo alla regolamentazione imposta dal gestore della "RTN".

Il sistema elettrico avrà un elevato livello di automazione, reso possibile da un opportuno SGE (Sistema di Gestione della rete Elettrica) con periferiche distribuite in impianto, mentre le apparecchiature dedicate all'interfaccia operatore saranno localizzate in sala controllo .

Saranno inoltre previsti dispositivi automatici di commutazione in grado di garantire la continuità di servizio sulle sbarre di distribuzione sia primaria (6 kV) che secondaria (690/400 V).

Sistemi di continuità e di alimentazione di emergenza saranno previsti per l'alimentazione dei servizi essenziali/vitali e di sicurezza al fine di garantire un elevato grado di sicurezza per il macchinario stesso ed anche per il personale addetto.

Sarà previsto un gruppo elettrogeno di emergenza per alimentare i carichi essenziali a bassa tensione dell'intera Centrale.

6.5.5.2 Caratterizzazione delle Apparecchiature, Componenti e Sistemi Elettrici Principali

Il dimensionamento appropriato dei componenti elettrici dovrà essere sviluppato successivamente in fase di progettazione esecutiva; nel seguito vengono elencati i valori principali ottenuti da un dimensionamento di massima.

I dati indicati, sono pertanto preliminari e dovranno essere verificati, validati e/o modificati durante il progetto esecutivo.

Stazione AT 420 kV

La stazione ad alta tensione isolata in gas SF₆, in configurazione a singola sbarra, sarà costituita da n°3 montanti trasformatori AT/MT, n°1 montante linea in cavo per la connessione tra le sbarre di stazione della nuova CTE e l'esistente stazione elettrica a 380 kV di Presenzano di proprietà Terna. Gli stalli saranno realizzati in accordo alle prescrizioni emesse dal gestore della RTN (in particolare saranno rispettate le prescrizioni delle "Regole Tecniche di connessione" emesse da TERNA).

Generatori

I generatori saranno scelti in base alle prestazioni dei relativi motori primi: turbine a gas e turbina a vapore.

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

I generatori (avvolgimenti statore, rotore etc) avranno classe di isolamento termico F con sovratemperature ammissibili durante il funzionamento alle "condizioni nominali" in accordo alla classe B.

I generatori avranno caratteristiche tali da soddisfare i requisiti del gestore della rete RTN in merito alla partecipazione alla regolazione di tensione.

I sistemi di eccitazione dei generatori saranno realizzati in modo di potersi interfacciare con il SART (sistema automatico regolazione tensione) per variare opportunamente la produzione di potenza reattiva degli alternatori.

Le principali caratteristiche dei generatori saranno:

1

- potenza nominale (G1-G2-G3)	330 MVA @ 15°C
- fattore di potenza nominale (indutt./capac.)	0.85
- tensione nominale (G1-G2-G3)	18 ±5% kV;
- frequenza nominale	50±2% Hz;
- tipo di servizio	continuo;
- velocità nominale	3000 RPM;
- collegamento avvolgimenti di statore	stella;
- classe di isolamento	F;
- classe di sovratemperatura	B;
- raffreddamento G1-G2-G3	aria/acqua
- pressione sonora (a 0.3 m)	<80 dB(A)
- sistema di eccitazione	statica
- standard	CEI EN 60034-3

Trasformatori elevatori

I trasformatori saranno rispondenti ai requisiti tecnici indicati nella norma CEI EN 60076-1.

I trasformatori elevatori saranno del tipo immerso in olio con circolazione dell'aria forzata e circolazione dell'olio forzata e guidata ODAF.

I trasformatori elevatori saranno dimensionati in modo da non costituire limitazioni all'erogazione della massima potenza erogabile in termini di MVA dal gruppo di generazione ad essi accoppiato e nelle condizioni ambientali specificate.

I trasformatori elevatori saranno progettati per consentire il funzionamento in modo continuo alla piena potenza (MVA) con un aeroterme fuori servizio.

I trasformatori saranno opportunamente dimensionati in modo da garantire che, nella condizione di funzionamento di riferimento (temperatura di progetto corrispondente alla temperatura media annuale del sito), la temperatura dei punti caldi non superi i 98°C in accordo alla guida di carico per trasformatori immersi in olio IEC 60076-7. Il ciclo di vita atteso per i trasformatori sarà non inferiore a 25 anni.

Interruttori di generatore

Gli interruttori di generatore saranno del tipo isolato in SF6, adatti al collegamento con il condotto sbarre a fasi isolate previsto tra i generatori G1 e G2 ed i relativi trasformatori elevatori T1 e T2.

Gli interruttori di generatore saranno previsti per funzionamento con raffreddamento e ventilazione naturali.

Trasformatori ausiliari di unità

I trasformatori saranno dimensionati per tutte le condizioni operative quali avviamento e fermata dell'intera centrale e tutte le possibili configurazioni di funzionamento consentite dalla configurazione del sistema elettrico.

Trasformatori di distribuzione 6/0,4KV e 6/0,69KV

Sistema 6 kV

La rete elettrica di distribuzione della centrale sarà configurata secondo lo schema "in doppio radiale" al fine di consentire la massima flessibilità di esercizio e al contempo assicurare una elevata continuità di servizio della centrale stessa.

E' prevista su tutti i quadri del sistema 6 kV, la commutazione automatica per garantire che, in caso di interruzione dell'alimentazione ad una sbarra, tutte le utenze siano ri-alimentate dall'altra sbarra o fonte di alimentazione. E' altresì previsto un dispositivo per il trasferimento manuale del carico tra le sbarre, tramite parallelo breve, da una fonte di alimentazione all'altra e viceversa.

Le celle previste per l'alimentazione del sistema di eccitazione della TG e del sistema di eccitazione della TV sono ridondate e saranno collegate tra loro in forcella.

Le protezioni installate a bordo quadri saranno del tipo a microprocessore multifunzione e saranno interconnesse tra di loro tramite il sistema di gestione della rete elettrica SGE.

Sistema 400 V- 690V

I sistemi di Bassa Tensione ed in particolare i quadri di distribuzione principali e secondari ed i sistemi di continuità, saranno configurati per garantire la massima flessibilità di esercizio, un elevato grado di sicurezza ed assicurarne la disponibilità in ogni condizione operativa prevista per la centrale stessa costruiti secondo CEI 17-13/1. Per i quadri principali, PC/PMCC e MCC valgono le prescrizioni dell'arco interno contenute nella normativa CEI EN 62271-200 .

La configurazione del sistema di distribuzione in Bassa Tensione prevede oltre alla configurazione in “doppio radiale”, anche il raggruppamento di utenze in relazione alla loro funzione, alle diverse condizioni operative ed in relazione all’ubicazione delle stesse. In particolare si possono individuare i seguenti sistemi:

- Distribuzione elettrica per gli ausiliari del ciclo termico turbina a gas e generatore di vapore a recupero
- Distribuzione elettrica per gli ausiliari/servizi comuni della centrale (sistema di produzione e distribuzione aria compressa, acqua di raffreddamento, acqua demineralizzata, acqua industriale e acque reflue, sistema di trattamento gas e sistema generatore di vapore ausiliario, ausiliari stazione AT, sistemi statici di continuità in ca e cc)
- Distribuzione elettrica per gli ausiliari/servizi generali della centrale (sistema di illuminazione/prese FM, sistemi di ventilazione e condizionamento, impianto antincendio, impianto antintrusione, impianto telefonico)

Le protezioni installate a bordo quadri, se del tipo a microprocessore multifunzione, saranno integrate e connesse tra di loro tramite il sistema di gestione della rete elettrica SGE.

Sistemi in corrente continua e UPS

Saranno previsti sistemi in corrente continua a 110 Vcc o 220 Vcc ed UPS a 230 Vac per l’alimentazione sistemi di controllo, strumentazione, protezione, circuiti ausiliari di comando e per i servizi di potenza (pompe olio emergenza).

Saranno utilizzati sistemi dedicati e separati, uno per ciascuna unità TG, uno per i servizi comuni ed uno per la stazione elettrica AT, in modo da assicurare la continuità di servizio durante le manutenzioni programmate e consentire al tempo stesso un funzionamento indipendente del ciclo combinato

I sistemi saranno principalmente composti da:

- raddrizzatore (dimensionato per alimentare il carico e per caricare la batteria)
- una batteria stazionaria
- inverter (per la soluzione UPS)
- un quadro di distribuzione, equipaggiato con interruttori automatici fissi

Sarà assicurata per le batterie un’autonomia appropriata al fine di garantire la completa fermata in sicurezza dell’interno impianto nel caso di black-out totale.

Motori a induzione

I motori a induzione con potenza nominale uguale o maggiore di 200 kW saranno alimentati a 6 kV.

I motori a induzione con potenza nominale inferiore o uguale a 200 kW saranno alimentati a 690 V; I motori a induzione con potenza nominale inferiore o uguale a 130 KW saranno alimentati a 400V; motori con potenza nominale inferiore o uguale a 75 kW saranno preferibilmente connessi direttamente ai quadri manovra motori “MCC” (“Motor Control Center”) a 400 V.

I motori a induzione saranno di tipo TEFC (Totally Enclosed Fan Cooled).

Cavi di potenza

I cavi di potenza saranno isolati in EPR (gomma etilpropilenica) o XLPE (polietilene reticolato) con conduttori in rame. Saranno del tipo non propaganti l’incendio in accordo alle norme CEI 20-22 III ed a bassa emissione di gas tossici e corrosivi (in particolare negli edifici con presenza di personale) in accordo alle prescrizioni delle norme CEI 20-37 2/3 e 20-38/1.

La sezione dei cavi sarà scelta in funzione della corrente di carico, della corrente di corto circuito e della caduta di tensione.

Si provvederà alla separazione dei cavi aventi differenti livelli di tensione.

Gruppo elettrogeno

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

Il generatore sarà del tipo ad eccitazione senza spazzole, progettato per alimentare carichi non bilanciati.

Il generatore, incluso il sistema di eccitazione, sarà dimensionato per poter far fronte, senza eccessive variazioni di tensione, all'avviamento del più grosso motore contemporaneamente all'alimentazione del carico di base.

Impianto di illuminazione

Il sistema di illuminazione sarà progettato in modo da fornire un adeguato livello di illuminamento in tutte le aree operative.

Il sistema di illuminazione fornirà l'illuminazione necessaria per la gestione da parte del personale addetto, incluse le emergenze.

Il sistema di illuminazione della CTE sarà progettato sulla base delle prescrizioni dettate dai seguenti documenti, leggi, norme e standard di riferimento:

- DLGS 81/08 "Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro"
- UNI en 12464-1 "Illuminazione di interni con luce artificiale"
- UNI EN 1838 "Illuminazione di emergenza"
- Norma CEI 64-8

Il Sistema di Illuminazione previsto sia per le zone interne che per le aree esterne sarà formato dai seguenti sottosistemi.

- illuminazione normale in c.a. (alimentata anche da gruppo elettrogeno)
- illuminazione di emergenza o di sicurezza (vie di fuga) realizzata con apparecchiature con batteria tampone

Durante le condizioni di normale funzionamento, il sistema di illuminazione normale, di emergenza ed il sistema vie di fuga saranno entrambi attivi.

L'illuminazione di emergenza dovrà entrare in funzione solo nel caso di mancanza di alimentazione ai circuiti del sistema di illuminazione normale.

Saranno impiegati opportuni dispositivi di protezione contro i contatti diretti ed indiretti in accordo alla norma CEI 64-8. In particolare dovranno essere utilizzati interruttori magneto-termici differenziali (≤ 30 mA) per tutti i circuiti luce e prese.

Impianto di messa a terra

L'impianto di terra garantirà un elevato livello di sicurezza del personale in accordo alla normativa vigente CEI 11-1, limitando le tensioni di passo e contatto e le sovratensioni dovute a fulminazioni e ad eventuali cariche elettrostatiche.

Esso sarà dimensionato sulla base delle correnti di guasto a terra della rete 380 kV.

La messa a terra della strumentazione e dei circuiti elettronici sarà realizzata in accordo alle prescrizioni fornite dai relativi fabbricanti.

Impianto di protezione contro i fulmini

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

Calcoli appropriati saranno eseguiti in accordo alla norma CEI 81-10 ed al livello ceraunico della zona per individuare gli edifici e gli apparati da proteggere.

Sistemi di protezione elettrica

Il sistema di protezione dell'impianto sarà realizzato allo scopo di:

- garantire un'adeguata protezione per il montante di generazione e di collegamento alla RTN
- isolare le aree coinvolte nel guasto in modo da minimizzare l'impatto sul funzionamento del sistema elettrico nel suo complesso
- minimizzare i tempi di eliminazione dei guasti in modo da aumentare la stabilità del sistema elettrico
- realizzare la selettività di intervento delle protezioni

I principi guida prevedranno:

- protezione di zona a selettività assoluta per generatore e trasformatori
- protezione di zona a selettività relativa per il resto dell'impianto, con coordinamento selettivo tempo/corrente
- rinalzi con protezioni a monte rispetto alle protezioni primarie

Le protezioni saranno di tipo a microprocessore, multifunzione.

Per i montanti generatore-trasformatore elevatore, saranno installati due canali di protezione con ridondanza funzionale: saranno duplicati i relé di blocco, le bobine e i circuiti di scatto degli interruttori e quelli di alimentazione e dove possibile, compatibilmente con la fattibilità tecnica, sarà adottata la ridondanza dei canali di misura e degli elementi primari (TA e TV) costituenti la stessa.

Il sistema di protezione elettrica della stazione AT sarà realizzato in conformità alle prescrizione tecniche del gestore della rete RTN.

Sistema di automazione della rete elettrica

Il controllo, il monitoraggio, la misura e il comando della rete elettrica di distribuzione saranno possibili attraverso il sistema di gestione della rete elettrica SGE predisposto con opportuna interconnessione verso ed il DCS (Distributed Control System) d'impianto.

A questo scopo saranno previste tutte le interfacce necessarie per i comandi, le segnalazioni e le misure dalla sala controllo della centrale ove verranno installate sia le stazioni di ingegneria di sistema che le stazioni operatore.

Il comando per tutti i dispositivi di manovra AT, MT e BT sarà previsto sia da SGE che da DCS. Sarà inoltre prevista l'acquisizione di segnali hardwired di anomalia e scatto protezione per i sistemi registrazione cronologica eventi (RCE) ed oscillografia.

La riaccellerazione dei motori sarà eseguita via DCS.

6.6 SISTEMI AUSILIARI

1 6.6.1 Generatori di Vapore Ausiliari (GVA)

Una delle modifiche impiantistiche proposte riguarda la/le caldaie ausiliarie.

Nel progetto originario, presentato all'atto dell'istanza VIA/AIA; erano previste n. 3 caldaie da 3 t/h di vapore. Nella modifica, oggetto della presente integrazione, è prevista una sola caldaia ausiliaria da 20 t/h di vapore.

I motivi di tale scelta sono da ascrivere alla necessità di far fronte, in condizioni di sicurezza, a tutte le utenze vapore previste dal progetto; in particolare: sistema antighiaccio per la camera filtri delle turbine a gas, riscaldamento del gas metano in fase di decompressione, consumo vapore da parte delle tenute della turbina vapore, creazione del vuoto anche tramite eiettori in fase di avviamento, riscaldamento ambienti, sicurezza impiantistica generale, ecc.

Una caldaia ausiliaria di maggior potenza è inoltre in grado di ottenere tempi di avviamento dell'impianto (fino al minimo tecnico) più brevi, soprattutto in clima invernale (alimentazione efficace del sistema antighiaccio).

L'impiego della caldaia ausiliaria è previsto, esclusivamente, nei periodi di fermo ed avviamento dell'impianto fino al raggiungimento del minimo tecnico di almeno una turbina a gas. Al raggiungimento del minimo tecnico, il GVR è in grado di fornire il vapore necessario al funzionamento dell'impianto.

Pertanto i periodi di utilizzo della caldaia ausiliaria sono riconducibili, come detto, a quelli di fermata/avvio dell'impianto e, come questi ultimi, non sono quantificabili/programmabili in quanto legati all'andamento del mercato elettrico o ad esigenze specifiche del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale.

Indicativamente (come meglio descritto nel paragrafo relativo ai transitori di fermata/avviamento dell'impianto) si possono prevedere da un minimo di 80 ore/anno (corrispondenti a 10 fermate/avviamenti/anno per ogni TG) ad un massimo di 3500 ore/anno, prevalentemente al minimo carico termico.

La potenza termica che verrà utilizzata è stimata come segue:

- durante le fasi di avviamento, e fino al minimo tecnico, fino a 17 t/h in clima invernale e circa la metà in quello estivo
- durante i periodi di fermata completa dell'impianto : da 4 a 7 t/h in funzione del periodo climatico

Le concentrazioni previste nei gas di scarico sono di 100 mg/Nmc sia per gli NOx che per il CO, al 3% di ossigeni libero nell'effluente gassoso. .

La massa emessa, al massimo carico, è di circa 2,0 Kg/h per i due inquinanti.

6.6.2 Sistema di Trattamento del Gas Combustibile

Il gas naturale, una volta raggiunta la centrale attraversa uno stadio di filtrazione che ha lo scopo di eliminare le scorie e le impurità eventualmente presenti ed è poi inviato al sistema di misura fiscale.

Successivamente il gas subisce un primo riscaldamento che ha il solo scopo di compensare la caduta di temperatura conseguente alla riduzione di pressione che ha luogo nel gruppo di valvole posto a valle. Tale provvedimento previene la formazione di gocce di idrocarburi pesanti che potrebbero originare fenomeni erosivi all'interno delle tubazioni e apparecchiature di adduzione del gas alle macchine principali.

1 Si segnala che sistema il di preriscaldamento del gas naturale è effettuato mediante scambiatori di calore (ad acqua) senza uso di caldaie dedicate.

Una volta adeguata la pressione alle condizioni richieste dai TG, il gas può essere convogliato ad un sistema di preriscaldatori alimentati ad acqua economizzata con la funzione di aumentare il contenuto entalpico del gas limitandone il consumo di portata; tale sistema è presente o meno a seconda del modello del TG.

Per quanto concerne l'alimentazione al GVA di avviamento sono previste stazioni dedicate di riduzione di pressione.

Tutte le apparecchiature/valvole sopra citate sono sufficientemente ridondate al fine di assicurare la massima affidabilità del sistema.

6.6.3 Sistema di Raffreddamento

Il sistema provvede al raffreddamento delle varie apparecchiature di Centrale mediante la circolazione di acqua demineralizzata in ciclo chiuso raffreddata con air-coolers.

Dal collettore dell'acqua fredda aspirano pompe in numero sufficiente a garantirne la ridondanza e con la prevalenza necessaria per superare le perdite di carico degli scambiatori e dell'intero circuito. Dalla tubazione di mandata di dette pompe si staccano le alimentazioni alle varie utenze che scaricano poi l'acqua calda nel collettore che ritorna agli air-coolers.

Il circuito di raffreddamento è chiuso per cui non è previsto un consumo di acqua, che è invece necessaria al momento del primo riempimento oppure come riempimento o integrazione a valle di una eventuale manutenzione.

L'acqua di circolazione sarà opportunamente additivata allo scopo di evitare fenomeni corrosivi all'interno dei tubi e delle apparecchiature, che saranno in acciaio al carbonio.

6.6.4 Sistema Acqua Demineralizzata

E' prevista l'installazione di un impianto di produzione dell'acqua demineralizzata sufficiente a coprire i fabbisogni della Centrale (2 linee da circa 20 m³/h).

L'impianto sarà costituito da due linee (di cui una di riserva), alimentate con acqua industriale prelevata dal serbatoio di stoccaggio.

Ciascuna linea, che potrà essere rigenerata durante il normale funzionamento dell'altra, comprenderà i seguenti componenti:

- scambiatore a resina cationica
- torre di decarbonatazione
- pompa di rilancio acqua decarbonatata
- scambiatore a resina anionica
- sistema di rigenerazione degli scambiatori
- strumentazione e controllo.

Gli eluati a bassa conducibilità della rigenerazione delle linee saranno raccolti in un'apposita vasca e rinviati al serbatoio di stoccaggio dell'acqua industriale.

Gli eluati ad alta conducibilità della rigenerazione delle linee saranno raccolti in un'apposita vasca e successivamente inviati ad Operatori specializzati tramite autobotte.

L'acqua demineralizzata prodotta sarà inviata in un serbatoio di stoccaggio e distribuita alle utenze tramite due pompe (100 % cadauna).

6.6.5 Sistema Antincendio

Il sistema antincendio della CTE comprende:

- impianti di rilevazione e spegnimento ad acqua frazionata ad intervento automatico per le seguenti apparecchiature e macchinari:
 - ❖ trasformatori principali
 - ❖ cassa olio TV
 - ❖ cuscinetti TV
- impianti di rilevazione e spegnimento con estinguente di tipo gassoso per i seguenti locali:
 - ❖ cabinati TG
 - ❖ sala controllo
 - ❖ locale retroquadro
 - ❖ locali quadri MT/BT;
- rilevazione gas su skid trattamento GN
- una rete interrata di tubazioni di distribuzione acqua agli idranti;
- cassette portamanichette per idranti ed estintori;
- estintori
- rete pulsanti allarme antincendio

6.6.6 Impianto di Produzione Aria Compressa

L'impianto produrrà e distribuirà aria compressa a temperatura ambiente e ad una pressione di esercizio di 6 bar per l'alimentazione della rete manichette (aria servizi) e di tutti gli strumenti e le apparecchiature pneumatiche (aria strumenti).

L'impianto, ubicato all'interno dell'edificio dei sistemi ausiliari, sarà composto essenzialmente da:

- n° 1 serbatoio polmone completo di tutti gli accessori;
- n° 2 stazioni di compressione e di essiccazione aria, ciascuna dimensionata per il 100% della portata totale e costituita da:
 - n° 1 compressore rotativo a vite del tipo a secco;
 - n° 1 essiccatore comprendente un refrigerante ad aria, un separatore di umidità ed un essiccatore ad assorbimento.

I compressori in servizio manterranno una pressione regolata all'interno del serbatoio polmone pari a quella di esercizio richiesta dalle linee aria strumenti e servizi. Il volume d'aria elaborato dai compressori sarà proporzionale al livello di pressione nel serbatoio.

A valle dell'essiccazione, l'aria compressa verrà introdotta nel serbatoio polmone, che ha lo scopo di stabilizzare la pressione di distribuzione dell'aria e di fornire nel contempo una riserva di aria compressa in caso di emergenza per un tempo sufficiente a portare in sicurezza l'impianto. Dal serbatoio polmone un collettore distribuirà l'aria strumenti a tutte le utenze della Centrale.

L'erogazione dell'aria servizi verrà interrotta automaticamente su segnale di bassa pressione sulla rete aria per privilegiare le utenze vitali al funzionamento/messa in sicurezza della Centrale.

6.7 OPERE CIVILI

Le principali attività di cantiere civile possono essere riassunte nelle seguenti macrovoci:

- Pulizia del sito e rimozione del terreno vegetale;
- Opere di palificazione (se necessarie)
- Scavi generali;

- Rilevamenti topografici;
- Esecuzione, se necessaria, di drenaggi provvisori delle aree di lavoro e di tutti i lavori necessari per mantenere asciutti gli scavi;
- Getti di calcestruzzo strutturale e di sottofondo;
- Posa di casseri in legno o in ferro;
- Esecuzione delle armature (piegatura e posa in opera);
- Esecuzione degli scavi, posa e riempimento di tutti i servizi interrati (antincendio, fognature, acqua potabile, acqua industriale, condotti cavi, etc.);
- Pozzetti per tubazioni e cavi;
- Vasche di raccolta;
- Canalette e cunicoli;
- Esecuzione di pavimenti e rivestimenti compresa la formazione di giunti e sigillature;
- Opere varie di finitura (murature, intonaci, tinteggiature, impermeabilizzazioni, etc.);
- Posa di bulloni di ancoraggio, piastre, in generale inserti e/o predisposizione da annegare nei getti;
- Esecuzione di strade;
- Sistemazione a verde.

Le aree di lavorazione saranno prevalentemente interne mentre quelle esterne potranno essere destinate a stoccaggio materiali, installazione uffici e depositi temporanei, officine, spogliatoi, refettorio, altro.

Gli spazi saranno delimitati e recintati con rete adeguatamente fissata e sostenuta, muniti di segnalazioni mediante cartelli di avviso, segnali luminosi ed illuminazione generale. Eventuali attività notturne saranno supportate da illuminazione integrativa in misura relativa alla lavorazione da svolgere.

Saranno inoltre previsti un certo numero di cancelli di ingresso al fine di consentire l'accesso al personale che sarà impiegato alla costruzione dell'impianto ed a tutti i mezzi di cantiere da quelli di soccorso a quelli necessari per i movimenti terra.

Il traffico veicolare necessario per i movimenti terra in entrata/uscita dalla Centrale è stimato in circa 90 camion/giorno.

Il personale occupato nelle attività di cantiere sarà variabile da poche unità nelle fasi iniziali e finali per arrivare a qualche centinaio nel periodo di massima concentrazione.

Per la realizzazione dell'impianto si stima una media di 25 giorni lavorativi al mese con giornata lavorativa di 8 ore. In totale si prevedono circa 30 mesi di lavoro dalla fase di sbancamento iniziale fino alla messa in marcia.

In fase di cantiere lo smaltimento delle acque meteoriche avverrà con sistema di drenaggio che sfrutterà anche la pendenza naturale del terreno; inoltre, prima delle attività di pavimentazione, parte dell'acqua verrà assorbita dal terreno stesso.

Allo scopo di ridurre il più possibile l'emissione di polveri da parte del cantiere verrà, specialmente nel periodo estivo, effettuata la bagnatura delle strade con un consumo di acqua approssimativamente stimabile in 20 m³/giorno.

Riguardo la sicurezza da incidenti e rischi per l'ambiente legati alle attività di cantiere si può osservare che: il cantiere è sottoposto alle procedure prescritte dal D. Lgs 81/08; non sono previsti stoccaggi di materiali pericolosi che possono implicare particolari rischi; per gli aspetti riguardanti le emissioni in atmosfera (gas, fumi, polveri, rumori, esplosioni, vibrazioni) relativamente al periodo di costruzione, l'impatto prevedibile rientra nella normalità, cioè è decisamente modesto se non trascurabile; rumori, polveri, fumi e vibrazioni sono del tutto assenti perché non sono previste attività di scavo in roccia con esplosivi; analogamente sono assenti le emissioni di gas tossici; i

materiali non soggetti a registrazione saranno raccolti e depositati, in modo differenziato, in appositi contenitori; i prodotti liquidi, siano essi carburanti, lubrificanti, olii o altri prodotti chimici, saranno stoccati in appositi serbatoi, bidoni, taniche e conservati in apposite vasche di contenimento a perfetta tenuta.

6.7.1 Preparazione dell'area – movimenti di terra

L'attuale morfologia del terreno è caratterizzata da un andamento pressoché pianeggiante a quota media circa pari a 130 m s.l.m; la preparazione dell'area consisterà principalmente nel corretto livellamento dell'area di impianto a quota idonea.

Va inoltre considerata una superficie di circa 66000 mq adibita alla futura CTE, mentre in adiacenza a quest'ultima sarà necessaria un'area di circa 35000 mq per l'installazione del cantiere, per il deposito dei materiali prima del montaggio e per quant'altro sia necessario per la costruzione della CTE stessa.

6.7.2 Edifici e cabinati

I principali edifici in progetto sono:

- edificio turbovapore;
- edificio turbogas (uno per ogni TG)
- edificio uffici, elettrico/sala controllo, officina e magazzino;
- edificio servizi ausiliari;

Di seguito una breve descrizione degli edifici principali.

Edificio turbovapore

L'edificio è composto da due blocchi distinti, comunicanti, ma con altezze diverse.

Il blocco più grande, con dimensioni in pianta di 25 m x 57m, ha un'altezza misurata al canale di gronda pari a 28 m, contiene il turbogeneratore a vapore completo di generatore e accessori. Nella parte dell'edificio in cui è sistemato il turbogeneratore a vapore sono previsti piani di servizio e piattaforme di manovra valvole, tutti accessibili da scale a rampe. All'interno lo stesso sarà provvisto di sistema antincendio, estrattori, ventilazione dell'ambiente e di carroponte destinato alle attività di manutenzione.

Il secondo blocco, con dimensioni in pianta di 16 m x 44.25 m, ha un'altezza misurata al canale di gronda pari a 12.50m, contiene le sale quadri ed i locali batterie disposti su diversi livelli. Sul tetto di questo blocco, trovano alloggio le apparecchiature per il condizionamento. In adiacenza all'edificio, presso la sala quadri, si trovano i vani dei trasformatori ausiliari realizzati in cemento armato gettato in opera.

Le chiusure verticali ed orizzontali sono realizzate in pannelli metallici preverniciati tipo sandwich, con funzione di isolamento acustico e termico.

Edificio turbogas

L'edificio è composto da tre blocchi distinti, comunicanti, ma con altezze diverse.

Il blocco più grande, con dimensioni in pianta di 17.00 m x 41.00m, ha un'altezza misurata al canale di gronda pari a 21.50m, contiene il turbogas e la baia di carico. Nella parte dell'edificio in cui è sistemato il turbogas sono previsti piani di servizio e piattaforme di manovra, tutti accessibili

da scale a rampe. All'interno lo stesso sarà provvisto di, estrattori, ventilazione dell'ambiente e di carroponete destinato alle attività di manutenzione.

Il secondo blocco, con dimensioni in pianta di 16.50 m x 21,00 m, ha un'altezza misurata al canale di gronda pari a 12.50m, contiene il generatore ,gli ausiliari e sarà provvisto di sistema antincendio. Sul tetto di questo blocco, trovano alloggio la camera filtri e le apparecchiature per il condizionamento dell'edificio.

Il terzo blocco con dimensioni in pianta di 18.00 m x 13.00 m, ha un'altezza misurata al canale di gronda pari a 8.00m contiene le sale quadri ed i locali batterie disposti su diversi livelli. Sul tetto di questo blocco, trovano alloggio le apparecchiature per il condizionamento e l'interruttore di macchina. In adiacenza all'edificio, presso la sala quadri, si trovano i vani dei trasformatori ausiliari realizzati in cemento armato gettato in opera.

Le chiusure verticali ed orizzontali sono realizzate in pannelli metallici preverniciati tipo sandwich, con funzione di isolamento acustico e termico.

Edificio uffici, elettrico/sala controllo, officina e magazzino

1

L'edificio è strutturato su due piani, con dimensioni in pianta di 53.50 m x 16,00 m x h 12,40 m al canale di gronda.

Al piano terreno, a quota 0,00 sono sistemati il locale magazzino/officina, le apparecchiature HVAC, mentre a quota +1,00 m su pavimento flottante alto 1,00 m, si trova la sala quadri relativa alle apparecchiature di comando e controllo relativi ai tre montanti trasformatori AT /MT di generazione isolati in SF6.

Al primo piano, a quota +6,00 sempre su falso pavimento alto 0,60 m, si trovano, la sala controllo, il locale apparecchiature elettroniche, il laboratorio chimico, il laboratorio elettro/strumentale, i servizi igienici, gli spogliatoi, gli uffici e la sala riunioni.

I locali con permanenza di persone sono situati solo al primo piano e dispongono di finestre per l'illuminazione naturale, dispositivi antincendio e quant'altro sia necessario per il loro idoneo funzionamento.

L'edificio è previsto munito di scale di accesso che dal punto di vista del superamento e dell'eliminazione delle barriere architettoniche risponde ai requisiti di adattabilità.

Edificio servizi ausiliari.

L'edificio contiene l'impianto di demineralizzazione dell'acqua con relativi ausiliari e quadri elettrici; inoltre sono previsti un locale per l'alloggiamento dell'impianto di compressione aria, uno per le pompe dell'impianto antincendio a servizio dell'intera centrale e uno per l'alloggiamento, dei quadri elettrici e strumentali per il comando ed il controllo delle apparecchiature installate nell'edificio stesso.

I locali sono dotati di impianto di ventilazione e di condizionamento per la sola sala quadri.

Cabinati, tettoie e corpi edilizi secondari

E' prevista la realizzazione di una serie di corpi edilizi secondari, di natura tecnica, atti a proteggere l'installazione di impianti ed apparecchiature di diversa natura; di seguito una lista sommaria con indicazione delle principali tipologie:

- Cabinati per l'alloggiamento di quadri elettrici e di automazione
- Cabinati per l'installazione di pompe ed altre apparecchiature elettromeccaniche, aventi finalità legate all'insonorizzazione delle apparecchiature stesse
- Cabinati per l'alloggiamento di sistemi di campionamento e analisi di fluidi di processo

6.7.3 Sistema di Raccolta Acque Reflue

L'area di centrale sarà provvista di un'opportuna rete acque reflue, con caratteristiche idonee a raccogliere tutti gli effluenti provenienti dalla centrale stessa, nel rispetto della normativa vigente. E' prevista la separazione fisica tra le reti in modo da mantenere divise le acque di origine industriale da quelle meteoriche.

Di seguito si riporta una breve descrizione dei sistemi fognari previsti.

6.7.3.1 Rete Acque Meteoriche

La rete di raccolta dell'acqua meteorica raccoglie le acque piovane provenienti dai pluviali delle zone coperte, dai piazzali e dalle strade.

Il posizionamento dei collettori di raccolta è previsto lungo le strade, con caditoie ogni 15-20m. Per le zone quali le aree sotto i trasformatori suscettibili di trascinarsi di piccole quantità di olio, la rete è provvista di apposite vasche-trappola caratterizzate da filtri coalescenti e lamellari al fine di trattenere l'olio in caso di perdite, ed il loro volume sarà sufficiente, in caso di emergenza per rottura delle casse di contenimento, a contenere l'intero olio del macchinario.

L'acqua convogliata da tale rete confluirà nella vasca di separazione dell'acqua di prima pioggia che provvede a separare l'acqua di prima pioggia da quella di seconda pioggia: quest'ultima viene scaricata tal quale al Rio del Cattivo Tempo tramite collegamento dedicato; l'acqua di prima pioggia sarà invece inviata a un sistema di trattamento dedicato, dopo il quale può essere scaricata attraverso lo stesso percorso delle acque di seconda pioggia.

Il sistema di trattamento delle acque di prima pioggia prevederà i trattamenti di dissabbiatura e di disoleazione.

Il collegamento dello scarico al Rio del Cattivo Tempo sarà realizzato tramite tubazione di diametro DN1200 messa in opera lungo il tracciato del metanodotto nel modo illustrato dalla figura 9.4.2.1.

6.7.3.2 Rete Acque Industriali

Per minimizzare il fabbisogno di acqua la Centrale sarà caratterizzata da un elevato grado di recupero delle acque, quali gli spurghi di caldaia, i drenaggi delle linee vapore, gli eluati a bassa conducibilità dell'impianto di demineralizzazione; tali acque, a seconda dei punti di scarico, delle pressioni in gioco e del percorso tubazioni, possono essere inviate direttamente al serbatoio di stoccaggio dell'acqua industriale oppure a una vasca di raccolta dei reflui "recuperabili" da cui saranno poi rinviati al suddetto serbatoio.

Per quanto riguarda invece le acque utilizzate per il lavaggio dei turbogas o gli eluati ad alta conducibilità dell'impianto di demineralizzazione previa neutralizzazione, vengono raccolti separatamente in appositi serbatoi e vasche e quindi conferiti, separatamente, tramite autobotti a impianti di smaltimento esterni autorizzati.

6.7.3.3 Rete Acque Nere

A questa rete giungono le acque nere provenienti dai servizi igienici e sanitari, per essere inviati ad una fossa tipo Imhoff con immissione a valle in un serbatoio di raccolta periodicamente svuotato a mezzo autobotte.

6.7.4 Altre Opere

La CTE sarà delimitata lungo tutto il suo perimetro da una recinzione con altezza pari a 2.50 m sul piano campagna.

L'accesso alla CTE avviene attraverso due ingressi carrai posti lato Ovest Convenzionale.

La viabilità interna è assicurata da un sistema di strade a doppia carreggiata sia sulla quasi totale estensione del perimetro sia attorno ai principali componenti dell'impianto.
I parcheggi sono previsti all'esterno della recinzione della CTE.

6.8 SISTEMA DI AUTOMAZIONE

Il sistema di automazione sarà progettato e sviluppato in modo da permettere, al personale di esercizio, di gestire in tutte le sue fasi (avviamento, regime, transitori di carico, arresto e blocco) l'intera centrale attraverso l'interfaccia informatizzata uomo/macchina del Sistema di Controllo Distribuito (DCS) di impianto posizionata nella Sala controllo centralizzata.

L'intero impianto sarà supervisionato, comandato e controllato dal DCS e da alcuni sistemi di controllo dedicati ad alcune aree di impianto. I dispositivi dedicati saranno i sistemi di controllo e supervisione delle turbine a gas, i sistemi di controllo e protezione dei generatori elettrici, il sistema di controllo e supervisione della turbina a vapore, il sistema di monitoraggio vibrazioni delle turbine, il sistema di protezione e controllo della rete elettrica, i sistemi di rilevazione gas e protezione antincendio, il sistema di gestione bruciatori e protezione fiamma della caldaia ausiliaria e il sistema di analisi in continuo delle emissioni .

I dispositivi a microprocessore di supervisione e controllo saranno individualmente sincronizzati, tramite segnale satellitare, in modo da garantire una base dei tempi comune e consistente per tutto l'impianto.

L'impianto sarà dotato di un estensivo sistema di Registrazione Cronologica degli Eventi (RCE), facente capo al DCS, per l'individuazione precisa dell'istante di intervento dei principali eventi. Le apparecchiature di controllo dedicate trasferiranno al DCS gli eventi completi dell'etichettatura temporale; il DCS garantirà la funzione di RCE e la presentazione nella esatta sequenza temporale di intervento per tutto l'impianto.

Le azioni di regolazione e le più frequenti manovre di esercizio saranno rese automatiche, in modo che un unico operatore possa tenere convenientemente sotto controllo l'insieme dell'impianto e prendere le necessarie decisioni d'intervento, nel caso di anomalie e di modalità particolari.

Il sistema di automazione sarà improntato ai seguenti criteri di ridondanza: i loop di controllo e quelli di protezione prevedranno l'utilizzo di due sensori di misura in campo; i loop di protezione critica prevedranno l'utilizzo di tre sensori di misura in campo.

Le operazioni di predisposizione all'avviamento da freddo e di conservazione dell'impianto saranno di norma eseguite in manuale.

Per le altre operazioni il funzionamento manuale sarà da considerarsi di ricalzo e sarà limitato ai seguenti casi:

- richiesta dell'operatore
- guasto ai circuiti di controllo
- condizioni particolari di processo.

La strumentazione in campo sarà di tipo elettronico, con classe di precisione industriale e caratterizzata da tecnologia SMART o fieldbus per la trasmissione dei valori delle grandezze misurate e dei parametri di funzionamento della strumentazione stessa.

L'interfaccia operatore del sistema di automazione sarà costituita principalmente dai video del sistema di controllo DCS. Tramite questa interfaccia grafica saranno presentati, al personale di esercizio, lo stato di funzionamento dell'impianto, la registrazione storica dei principali parametri di funzionamento e le segnalazioni di allarme.

Le misure delle grandezze d'impianto saranno presentate, come valore puntuale, su schemi di flusso semplificati e come andamento temporale in rappresentazione grafiche dedicate.

Sugli schemi di flusso semplificati sarà anche rappresentato lo stato degli organi di controllo (valvole, pompe ecc.).

Una registrazione storica delle misure consentirà, al personale di esercizio, di verificare l'evoluzione nel tempo dei parametri più significativi ed di intraprendere misure di ottimizzazione

del funzionamento di impianto. L'archiviazione storica degli eventi consentirà, al personale di esercizio, di condurre indagini quali l'analisi di guasto.

La presentazione di allarmi prevedrà un'organizzazione per aree funzionali di impianto e per livello di priorità. L'attribuzione di aree funzionali e di priorità consentirà un filtraggio per chiavi di ricerca durante le fasi di analisi dei disservizi.

Il sistema di automazione sarà progettato in modo da consentire l'acquisizione dei dati per l'ottimizzazione della gestione di impianto, per le funzioni di analisi disservizi, per le funzioni di reportistica gestionale, per la diagnostica di apparati e strumenti e di manutenzione predittiva.

Azioni automatiche di protezione:

L'impianto sarà caratterizzato da un set di azioni automatiche di protezione, che preverranno l'insorgere di danni a causa di condizioni anomale di funzionamento. Tali azioni saranno elaborate in modo da garantire la sicurezza per il personale di esercizio e per i macchinari salvaguardando, al contempo, la disponibilità e l'affidabilità di impianto.

Le azioni automatiche di protezione saranno elaborate generalmente dal DCS; le protezioni critiche, come richiesto dalla normativa di riferimento, saranno elaborate da un sistema dedicato ed indipendente dal DCS.

7 CARATTERISTICHE DELLE OPERE CONNESSE

7.1 METANODOTTO

Il metanodotto consisterà in un nuovo collegamento in alta pressione di 1^a specie con la rete SNAM. Tutti i dettagli relativi alle caratteristiche del metanodotto e del tracciato sono riportate negli Elaborati di Progetto del metanodotto ai quali si rimanda per una completa trattazione.

1

La centrale a progetto sarà integralmente alimentata a gas naturale e necessiterà di circa 1200 MSm³/anno di gas. Per consentire l'alimentazione della centrale, sarà necessario realizzare un metanodotto di prima specie.

La costruzione del metanodotto verrà eseguita con tubi d'acciaio di qualità secondo norme UNI EN 10208-2, forniti in barre predisposte alle estremità per l'accoppiamento mediante saldatura ad arco sommerso, complete di rivestimento esterno protettivo agli urti e dielettrico. I tubi saranno collaudati singolarmente in officina ed avranno una lunghezza media di 12 m circa. Per le deviazioni di tracciato e le variazioni di pendenza si provvederà all'inserimento di curve ricavate piegando il tubo con un raggio di curvatura uguale a 30-40 volte il suo diametro nominale, seguendo precise norme, oppure all'inserimento di curve prefabbricate con raggio pari a 5-7 volte il diametro nominale.

In corrispondenza degli attraversamenti di strade di considerevole importanza soggette a traffico veicolare intenso, la condotta sarà protetta con un altro tubo di acciaio di adeguate caratteristiche. Presso corsi d'acqua di considerevoli dimensioni la tubazione sarà ricoperta da gunite di zavorramento.

Il metanodotto sarà protetto dalle corrosioni tramite:

- Una protezione passiva, realizzata con rivestimento esterno dei tubi mediante polietilene applicato a caldo in fabbrica; i giunti di saldatura saranno protetti con manicotti termorestringenti.
- Una protezione attiva (protezione catodica), 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 (-0.85 V).

Il metanodotto in progetto si inserirà esclusivamente sul territorio del Comune di Presenzano (CE). Il tracciato si sviluppa totalmente in terreno pianeggiante, agricolo, destinato a seminativo. La direttrice del tracciato si sviluppa da Sud verso Nord con una lunghezza di Km 2,6 ed il livello del suolo varia tra + 129 m s.l.m. e + 133 m s.l.m (vedere Figura 7.1.1).

La scelta del tracciato del metanodotto è stata fatta anche in virtù del criterio di massima distanza da un sito di interesse archeologico (percorso ricostruito del ramo della Via Latina: per una trattazione completa si rimanda all'Allegato QRA8 e al Quadro di Riferimento Ambientale).

L'attraversamento del Rio del Cattivo Tempo sarà effettuato con il metodo dello scavo a cielo aperto con rivestimento del tubo in gunite, effettuando i ripristini morfologici, idraulici e vegetazionali con la massima cura, utilizzando fascinate e palizzate.

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).

L'intero metanodotto sarà sottoposto alle idonee prove di collaudo. A collaudo terminato positivamente saranno completate le opere di rinterro e effettuati i ripristini delle superfici dei terreni interessati ai lavori riportandoli alle condizioni preesistenti.

7.2 ELETTRODOTTO

Nel presente Paragrafo sono descritte le caratteristiche generali dell'allacciamento della CTE a progetto alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) e le principali caratteristiche del tracciato del cavidotto. Per maggiori dettagli si rimanda agli Elaborati di Progetto dell'elettrodotto.

Per realizzare l'intero elettrodotto sono state previste pezzature di cavo di lunghezza unitaria pari a circa 600-700 m, unite da apposite giunzioni. All'interno delle camere saranno posizionati i giunti terminali dei cavi e le scatole di messa a terra schermo, con scaricatori.

I cavi verranno posati in piano. La profondità di posa dei cavi sarà di circa 1,5 metri circa su tutto il percorso tranne nei tratti di incrocio con altri servizi, che verranno in genere sottopassati.

I cavi saranno ricoperti con cemento magro e con terra di controllate caratteristiche termiche. Negli attraversamenti stradali, per i quali è prevista la posa complanare, i cavi saranno infilati in apposite tubazioni in PVC rigido ad interasse di 0,35 m con riempimento in bentonite e ricoperti con calcestruzzo armato e con terra di controllate caratteristiche termiche.

In corrispondenza di attraversamento ferroviario e nel caso di attraversamento di corsi d'acqua, i cavi saranno posati ad una profondità di circa 2,5 m rispetto al piano transitabile o all'alveo, all'interno di tubi in HDPE ad interasse di 0,7 m con riempimento in bentonite.

La posa dei tubi in HPDE avverrà mediante perforazione orizzontale direzionabile utilizzando un sistema di perforazione idromeccanico ad espulsione e circolazione di fanghi.

Per ulteriori dettagli (inclusa la valutazione del campo elettrico e induzione magnetica generati dal cavidotto nella fase di esercizio) si rimanda agli Elaborati di Progetto dell'Elettrodotto.

All'uscita dalla CTE il cavidotto in progetto della lunghezza totale di circa 2,3 km, sarà collocato sotto la sede viaria della strada campestre esistente, che serve i terreni ubicati in regione "Cambianelli" e "Fraffara".

Il cavo percorre sotto strada per un chilometro circa, sino ad incontrare la Linea ferroviaria Vairano – Venafro, elettrificata a monobinario. Si è scelto di ubicare il cavo in asse strada, e comunque sotto la sede viaria, perché non sono stati rilevati sottoservizi interrati (a lato strada è sicura la presenza di una grossa tubazione della rete idrica dell'Acquedotto Campano) e per ovviare l'ostacolo di dover asservire i terreni agricoli privati adiacenti,

Oltrepassato il frantoio di inerti, posto a circa 500 m. dalla partenza, la strada diventa asfaltata, e fiancheggiata in destra e sinistra da due linee aeree rispettivamente (una telefonica e l'altre di bassa tensione).

Da questo punto, il tracciato devia verso sud per aggirare una area di interesse archeologico (resti di edifici romani ed affioramenti di materiali: per un maggior approfondimento si rimanda all'Allegato QRA8 e al Quadro di Riferimento Ambientale. Detta area è indicata anche nella Figura 7.2.2.1). Attraversata la strada statale N°85 devia verso nord dove incontra la vecchia strada comunale del lago. Da questo punto fino all'arrivo in stazione, la zona presenta una caratterizzazione antropica più decisa, che ha imposto una serie di deviazioni; essendo presenti sottoservizi posti sotto la sede viaria.

A circa 2/3 del tracciato la presenza di alcune case e rustici inoltre hanno imposto un cambio di direzione, che porta il cavidotto a percorrere per circa 150-200 metri la strada principale lungo bacino.

Aggirato il piccolo agglomerato di case di Presenzano il tracciato ritorna lungo la strada comunale; poco prima di arrivare nella zona della stazione RTN di Presenzano il tracciato percorre un tratto coltivato a vigneto e frutteto ed infine, attraversato la strada principale (via Lungolago), incontra la recinzione dell'impianto ENEL. L'ultimo tratto del percorso si sviluppa parallelamente al muro di cinta (vedere Figura 7.2.1).

7.2.1 Stallo di collegamento nella sottostazione di Presenzano

L'elettrodotto si collegherà alla rete di distribuzione Terna attraverso un nuovo stallo a 380 kV che sorgerà all'interno dell'esistente sottostazione di Presenzano (di proprietà Terna).

Sarà Terna stessa a curare tutti gli aspetti autorizzativi eventualmente necessari relativi alla sottostazione.



Fig. 7.2.1.1 La sottostazione di Presenzano

Le distanze tra gli elementi che compongono la sottostazione elettrica sono standard e definite dalle Norme CEI.

8 TEMPI E FASI DEL PROGETTO

Il presente capitolo descriverà sinteticamente il programma di realizzazione e le fasi di cantiere che porteranno alla costruzione della centrale in oggetto in circa 30 mesi.

Per il cronogramma delle attività di realizzazione della Centrale e opere connesse si rimanda agli Elaborati di Progetto.

8.1 ARTICOLAZIONE DELLE ATTIVITA' DI REALIZZAZIONE ED ESERCIZIO 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 dell'opera che comporterà essenzialmente lo sviluppo delle seguenti attività:

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

Si prevede che la realizzazione dell'opera oggetto del presente studio richieda circa 30 mesi.

8.2 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.

8.3 COSTRUZIONE DELLA CENTRALE

La durata complessiva del cantiere è stimata in circa 30 mesi, comprensiva della fase di realizzazione delle opere civili e della fase dei montaggi elettromeccanici delle varie componenti dell'impianto.

La viabilità nei pressi dell'area di Centrale verrà adeguatamente organizzata. L'organizzazione del cantiere e le attività connesse saranno sviluppate secondo quanto definito dalla normativa vigente in materia.

8.4 PRE-AVVIAMENTO ED AVVIAMENTO DELLA CENTRALE

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.

8.4.1 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, viene utilizzata acqua grezza.

8.4.2 Lavaggi Chimici

Il GVR è sottoposto alle due seguenti operazioni:

- lavaggio basico (bollitura), effettuato con detersivi 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.

8.4.3 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 palettatura 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.

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.

8.4.4 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.

8.4.5 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 verranno raccolti ed inviati ad impianti di riprocessamento e comunque gestiti secondo la vigente normativa.

8.5 COSTRUZIONE E COLLAUDO DEL 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).

Per ulteriori dettagli si rimanda agli Elaborati di Progetto del metanodotto comprensivi anche del cronogramma delle attività di realizzazione.

8.6 COSTRUZIONE E COLLAUDO DELL'ELETTRODOTTO

La realizzazione dell'opera avverrà per fasi sequenziali di lavoro che permettano di contenere le operazioni in un tratto limitato (circa 600-700 m) della linea in progetto, avanzando progressivamente sul territorio.

Le operazioni si articoleranno nel modo seguente: realizzazione delle infrastrutture temporanee di cantiere; apertura della fascia di lavoro e scavo della trincea; posa dei cavi e realizzazione delle giunzioni; ricopertura della linea e ripristini; collaudo della linea.

Per ulteriori dettagli si rimanda agli Elaborati di Progetto dell'elettrodotto.

9 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 a progetto che possono essere rilasciati verso l'esterno.

In particolare nel seguito sono quantificati, sia per la fase di costruzione che per la fase di esercizio dell'opera:

- emissioni in atmosfera;
- emissioni sonore;
- scarichi idrici;
- produzione di rifiuti;
- prelievi idrici;
- occupazione di suolo;
- manodopera;
- movimenti di terra e materiali da costruzione;
- consumi e materie prime (metano, energia elettrica, prodotti chimici);
- 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.

9.1 EMISSIONI IN ATMOSFERA

9.1.1 Fase di Realizzazione

In fase di realizzazione 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.).

9.1.2 Fase di Esercizio

La Centrale a progetto presenta le seguenti sorgenti di emissione primaria in atmosfera:

1

1. il camino di ciascuna delle due caldaie a recupero di altezza pari a 50 m (punti di emissione continua); nella Figura 9.1.2.1 evidenziati in rosso
2. il camino del GVA di altezza compresa pari a circa 30 m (punto di emissione discontinua) nella Figura 9.1.2.1 evidenziato in verde.

1

Le turbine a gas considerate per questo progetto sono dotate di bruciatori DLN a basse emissioni di NO_x (Dry Low NO_x).

Il sistema sarà dimensionato in modo tale da rispettare le seguenti concentrazioni di NO_x e CO al camino (con il Nmc riferito ai fumi secchi con il 15% di contenuto di ossigeno):

- NOx: 30 mg/Nmc
- CO: 30 mg/Nmc

per ognuna delle seguenti situazioni:

- in tutto il campo di temperatura ambientale;
- con TG dal 60% al 100% del carico:

Le emissioni di particolato saranno trascurabili (a tal proposito si rimanda agli Elaborati di Progetto della Centrale).

Nella seguente tabella si riportano quindi le caratteristiche medie dei fumi in uscita dai camini posti a valle delle caldaie, considerando una temperatura ambiente di 15°C:

Emissioni medie orarie riferite a 15°C		Puro recupero	Massima postcombustione
Portata fumi	t/h	2 x 2433	N. A.
	mc/h <small>fumi tal quali</small>	2 x 2616723	
Temperatura fumi	°C	99	
Velocità fumi	m/s	22	
NOx	mg/Nmc <small>fumi secchi @ 15%</small>	30	
	<small>O₂</small> kg/h	2 x 67.6	
CO	mg/Nmc <small>fumi secchi @ 15%</small>	30	
	<small>O₂</small> kg/h	2 x 67.6	
CO ₂	kg/h	2 x 145114	

1 Le emissioni relative al Generatore di Vapore Ausiliario (massimo 2 kg/h sia di NOx che di CO) sono trascurabili in quanto il suo utilizzo è previsto per le sole fasi di avviamento della Centrale.

1 L'impianto proposto sarà dotato di sistemi atti ad evitare le emissioni fuggitive (tutti i serbatoi sono dotati di guardia idraulica e quindi non si prevedono emissioni fuggitive).

1 Per quanto riguarda la descrizione delle condizioni di avviamento e di transitorio si rimanda al documento Allegato QRP4.

1 Le emissioni termiche più significative rilasciate in atmosfera dalla Centrale sono quelle legate al condensatore e ai fumi caldi scaricati al camino; a titolo esemplificativo si riportano nella seguente tabella le emissioni di calore complessive della Centrale, riferite a una temperatura ambiente di 15°C.

Emissioni termiche CTE - MWth -	Camini		Condensatore ad aria	Totale CTE
	GVR	By-pass		
Puro recupero	318	N. A.	451	769
Postcombustione	N. A.			
TG con camino di bypass	N. A.			

Per ulteriori dettagli si rimanda agli Elaborati di Progetto della Centrale.

9.2 EMISSIONI SONORE

9.2.1 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.

9.2.2 Fase di Esercizio

Allo scopo di ridurre le emissioni sonore dovute al funzionamento delle apparecchiature e dei componenti rumorosi della CTE sono previsti, nel rispetto della normativa sull'igiene e sicurezza sul lavoro, interventi di insonorizzazione mediante sistemi di isolamento quali quelli riportati di seguito:

- 1
- cabinato antirumore per TG, Generatori e TV
 - protezioni antirumore per i trasformatori
 - silenziatori nel sistema di aspirazione aria dei compressore TG
 - impiego di materiali termo-fonoassorbenti, di opportuno spessore, lungo il percorso fumi dai TG al GVR
 - silenziatore nei camino di scarico dei GVR
 - cappa acustica per le pompe alimento del GVR
 - silenziatori su tutti gli scarichi in atmosfera utilizzati in avviamento o in esercizio; non vengono silenziate le valvole di sicurezza a molla in quanto il loro intervento ha carattere di eccezionalità e brevissima durata;
 - silenziatore sull'aspirazione del ventilatore aria del GVA.

Un contributo estremamente ridotto all'inquinamento acustico viene inoltre prodotto dal traffico terrestre (per approvvigionamento materiali di consumo e trasporto addetti). Considerata la modesta intensità dei traffici indotti dall'esercizio della Centrale, le corrispondenti emissioni non sono ritenute significative.

9.3 PRELIEVI IDRICI

9.3.1 Fase di Realizzazione

In fase di realizzazione dell'opera saranno riscontrabili 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 20 m³/giorno di fabbisogno massimo. Si ritiene che l'impatto temporaneo associato a tali consumi non abbia effetti sull'ambiente idrico poiché i quantitativi di acqua prelevati sono sostanzialmente modesti e limitati nel tempo. I quantitativi necessari saranno forniti senza difficoltà dalla rete acquedottistica e approvvigionati mediante autobotte.
- uso civile: l'utilizzo massimo di acque sanitarie in fase di costruzione è quantificabile in 60 l/giorno per addetto. Considerando la presenza di addetti massima ipotizzabile, si stima un consumo dell'ordine dei 30m³/giorno di acqua. I quantitativi necessari saranno forniti senza difficoltà dalla rete acquedottistica e approvvigionati mediante autobotte

9.3.2 Fase di Esercizio

Acque industriali

Il fabbisogno della Centrale ha una portata variabile tra 8 mc/h e 25 mc/h di acqua industriale.

Il contenimento del fabbisogno di acqua industriale è stato ottimizzato in fase di progetto attraverso peculiari scelte tecnologiche quali:

1. Condensatore ad aria come sistema di condensazione del vapore del gruppo turbina a vapore (il consumo di acqua, in virtù del sistema di raffreddamento adottato risulta essere pressoché nullo)
2. Elevato grado di recupero delle acque reflue, quali spurghi di caldaia, drenaggi delle linee vapore, eluati a bassa conducibilità dell'impianto di demineralizzazione; tali acque, a seconda dei punti di scarico, delle pressioni in gioco e del percorso tubazioni, possono essere inviate direttamente al serbatoio di stoccaggio dell'acqua industriale oppure a una vasca di raccolta degli effluenti recuperabili da cui saranno poi rinviati al suddetto serbatoio

Il fabbisogno medio di acqua industriale risulta pertanto necessario come reintegro di:

- Perdite dei reflui non recuperabili provenienti da spurghi di caldaia, drenaggi delle linee vapore, impianto di demineralizzazione (eluati ad alta conducibilità) raccolti nella vasca di raccolta degli effluenti non recuperabili
- Perdite per lavaggi on line e off line TG, lavaggio condensatore ad aria
- Perdite per evaporazione in atmosfera (da torrette degasanti, sfiati di avviamento, ecc.)
- Perdite per usi interni, a carattere discontinuo e con portate trascurabili, quali l'annaffiatura aree verdi.

Si evidenzia che, per gestire situazioni non a regime come durante gli avviamenti - in cui è necessario alimentare ambedue le linee dell'impianto di demineralizzazione - oppure per gestire situazioni di emergenza, il fabbisogno di acqua industriale può raggiungere i 25 mc/h. Considerando quindi il consumo medio e i possibili consumi di punta, ne consegue un fabbisogno annuo di acqua industriale dell'ordine dei 75,000 mc..

L'approvvigionamento di acqua industriale sarà garantito da due pozzi caratterizzati entrambi da una capacità produttiva pari al pieno fabbisogno della centrale, in modo ridondante tale da garantire la continuità di approvvigionamento.

Per quello che riguarda i trattamenti a cui l'acqua di pozzo sarà sottoposta, si segnala che potrà essere necessario o meno un trattamento all'interno della Centrale (filtrazione su filtri a sabbia) a seconda delle analisi chimico-fisiche che saranno effettuate successivamente.

Il progetto di sistemazione generale di Centrale prevede comunque un'area di trattamento tramite filtrazione a mezzo di filtri sabbia.

Acqua potabile

Considerato il numero di addetti stimato per la fase di esercizio, il fabbisogno medio della Centrale è di circa di 0.5 mc/h di acqua potabile. L'approvvigionamento di acqua potabile sarà garantito dall'allacciamento che sarà realizzato con l'acquedotto comunale.

Per il bilancio idrico della Centrale si rimanda agli Elaborati di Progetto.

9.4 SCARICHI IDRICI

9.4.1 Fase di Realizzazione

Durante la fase di realizzazione della Centrale si avranno scarichi idrici sostanzialmente riconducibili alle sole acque meteoriche e igienico-sanitarie.

Le acque igienico-sanitarie scaricheranno una portata media dell'ordine dei 30 mc/giorno che verranno inviati a fossa Imhoff.

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.

9.4.2 Fase di Esercizio

Rete acque reflue industriali

L'elevato grado di recupero delle acque reflue industriali, oltre a permettere di contenere il fabbisogno idrico di centrale, consente di limitare al massimo la produzione di reflui industriali in uscita dalla centrale.

La frazione recuperabile dei reflui industriali costituiti da spurghi di caldaia, drenaggi delle linee vapore, eluati a bassa conducibilità dell'impianto di demineralizzazione viene inviata al serbatoio di stoccaggio dell'acqua industriale o alla vasca di raccolta degli effluenti recuperabili. Gli eluati ad alta conducibilità dell'impianto di demineralizzazione (per una portata media totale media oraria di circa 1,3 mc/h equivalenti a circa 11000 mc/anno) vengono raccolti nella vasca di raccolta degli effluenti non recuperabili e quindi regolarmente conferiti, tramite autobotte, a soggetti terzi autorizzati in ottemperanza alla normativa vigente.

I reflui derivanti dalle operazioni di lavaggio off line TG, vengono raccolti in apposito serbatoio e quindi regolarmente conferiti, tramite autobotte, a soggetti terzi autorizzati in ottemperanza alla normativa vigente.

La rete acque industriali pertanto non produce scarichi idrici nell'ambiente.

Rete acque reflue civili

A questa rete giungono le acque nere provenienti dai servizi igienici e sanitari dovuti alla presenza del personale addetto in centrale durante l'esercizio.

Per le acque reflue civili é previsto il trattamento in una fossa tipo Imhoff appositamente installata, con immissione in serbatoio per una portata media pari a circa 0.5 mc/h. senza scarico idrico

nell'ambiente in quanto il refluo in uscita dopo essere stato raccolto in serbatoio sarà conferito a soggetti autorizzati tramite autobotte.

Rete acque meteoriche

La rete di raccolta dell'acqua meteorica raccoglie le acque piovane provenienti dai pluviali delle zone coperte, dai piazzali e dalle strade. Il posizionamento dei collettori fognari è previsto lungo le strade, con caditoie ogni 15-20m. Per le zone quali le aree sotto i trasformatori suscettibili di trascinarsi di piccole quantità di olio, la rete delle acque meteoriche è provvista di apposite vasche-trappola caratterizzate da filtri coalescenti e lamellari al fine di trattenere l'olio in caso di perdite, ed il loro volume sarà sufficiente, in caso di emergenza per rottura delle casse di contenimento, a contenere l'intero olio del macchinario.

L'acqua convogliata da tale rete confluirà nella vasca di separazione dell'acqua di prima pioggia che provvede a separare l'acqua di prima pioggia da quella di seconda pioggia. L'acqua di prima pioggia viene inviata ad un sistema di trattamento dedicato. Dopo il trattamento di dissabbiatura e disoleazione l'acqua di prima pioggia è restituita al Rio del Cattivo Tempo tramite collegamento dedicato. L'acqua di seconda pioggia, by-passando la sezione di trattamento della prima pioggia viene restituita al corpo idrico superficiale (Rio del Cattivo Tempo) tramite il collegamento di cui sopra. A tal proposito si rimanda alla figura 9.4.2.1. Lo scarico sarà dotato di pozzetto di campionamento.

9.5 PRODUZIONE DI RIFIUTI

9.5.1 Fase di Realizzazione

Nel corso delle attività di costruzione si prevede 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 normative vigenti.

9.5.2 Fase di Esercizio

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:
 - eluati ad alta conducibilità dell'impianto di demineralizzazione (provenienti dalla vasca di raccolta degli effluenti non recuperabili)
 - reflui derivanti dalle operazioni di lavaggio off line TG
 - oli esausti
 - residui provenienti dalla pulizia periodica del sistema e filtrazione degli oli,
 - residui solidi della pulizia e sostituzione filtri per l'aria aspirata dai turbogas,
 - rifiuti provenienti dalle normali attività di pulizia (stacci, coibentazioni etc.);

I rifiuti prodotti verranno gestiti e conferiti secondo le prescrizioni delle normative vigenti.

9.6 UTILIZZO DI MATERIE PRIME E RISORSE NATURALI

9.6.1 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.

L'area impegnata durante le fasi di realizzazione della centrale ammonterà a circa 101000 m², comprensivi dell'area di cantiere (circa 35000 m²). Il numero massimo di addetti alle attività di costruzione della Centrale (che avranno una durata complessiva di circa 30 mesi) sarà dell'ordine dei 600/700 addetti.

Terre e rocce da scavo

Il Decreto Legislativo n. 152 del 2006, con l'articolo 186, ribadisce l'esclusione delle terre e rocce da scavo dall'ambito della disciplina dei rifiuti, a condizione però che siano effettivamente impiegate per reinterri, riempimenti.

L'entrata in vigore del D.Lgs. n. 04 del 16 gennaio 2008 ha apportato alcune modifiche alla disciplina delle Terre e rocce da scavo, andando a modificare l'art. 186 del D.Lgs. 152/06, cd "Testo Unico Ambientale".

Il comma 1 dell'art 186 introduce i requisiti indispensabili per il riutilizzo delle terre e rocce da scavo per reinterri, riempimenti, rimodellazioni e rilevati:

- a) siano impiegate direttamente nell'ambito di opere o interventi preventivamente individuati e definiti;
- b) sin dalla fase della produzione vi sia certezza dell'integrale utilizzo;
- c) l'utilizzo integrale della parte destinata a riutilizzo sia tecnicamente possibile senza necessità di preventivo trattamento o di trasformazioni preliminari per soddisfare i requisiti merceologici e di qualità ambientale idonei a garantire che il loro impiego non dia luogo ad emissioni e, più in generale, ad impatti ambientali qualitativamente e quantitativamente diversi da quelli ordinariamente consentiti ed autorizzati per il sito dove sono destinate ad essere utilizzate;
- d) sia garantito un elevato livello di tutela ambientale;
- e) sia accertato che non provengono da siti contaminati o sottoposti ad interventi di bonifica ai sensi del titolo V della parte quarta del presente decreto;
- f) le loro caratteristiche chimiche e chimico-fisiche siano tali che il loro impiego nel sito prescelto non determini rischi per la salute e per la qualità delle matrici ambientali interessate ed avvenga nel rispetto delle norme di tutela delle acque superficiali e sotterranee, della flora, della fauna, degli habitat e delle aree naturali protette. In particolare deve essere dimostrato che il materiale da utilizzare non è contaminato con riferimento alla destinazione d'uso del medesimo, nonché la compatibilità di detto materiale con il sito di destinazione;
- g) la certezza del loro integrale utilizzo sia dimostrata.

La attuale morfologia del terreno è caratterizzata da un andamento pressoché pianeggiante a quota media circa pari a 130 m s.l.m.

Le attività di movimentazione terra saranno collegate alle attività di preparazione dell'area di Centrale (che consisterà principalmente nel corretto livellamento dell'area di impianto a quota costante +130 m slm) e negli scavi/reinterri di posa delle opere connesse.

La stima del volume di terra di scavo sarà pari a circa 150000 mc di cui una parte sarà riutilizzata per mitigazione visiva (circa 50.000 mc), mentre per il reinterro e la realizzazione di un piano campagna a quota costante +130 m slm, saranno necessari circa 120000 mc.

Il sito di progetto non risulta essere un sito sottoposto ad interventi di bonifica. Accertato che il materiale proveniente dagli interventi di preparazione del sito di progetto non proviene da siti contaminati o sottoposti ad interventi di bonifica (ai sensi del titolo V della parte quarta del Dlgs 152/06), è ragionevolmente prevedibile che i quantitativi di terreno movimentati durante la fase di preparazione del sito potranno avere le caratteristiche idonee per rientrare all'interno della disciplina delle terre e rocce da scavo definita dalla normativa vigente. In fase di progettazione esecutiva, potrà essere eventualmente verificata/dimostrata puntualmente l'ottemperanza ai requisiti richiesti.

9.6.2 Fase di Esercizio

La materia prima utilizzata dalla Centrale a progetto è il gas naturale. Il consumo di gas naturale è pari a circa 1200 MSm³/anno.

1

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.

Per l'esercizio dell'impianto la Centrale avrà un staff fisso di circa 22 unità per le attività direttamente legate al processo produttivo e tecnologico, mentre si avvarrà di contratti di appalto per le attività comuni o non continuative. Gli addetti indiretti mediamente impiegati saranno pari a circa 25 unità.

9.7 TRAFFICO MEZZI

9.7.1 Fase di Realizzazione

9.7.1.1 Mezzi di Cantiere

Nella seguente tabella sono indicate le tipologie di mezzi che si prevede potranno essere utilizzati per le attività di costruzione.

Tipologia Mezzi
Scavatrici
Pale
Autocarri
Ruspe-livellatrici
Rulli
Asfaltatrici
Autobetoniere
Pompaggio cls
Trattori
Autogru
Gru fisse
Carrelli elevatori
Gruppi elettrogeni
Motocompressori
Martelli pneumatici

9.7.1.2 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.

Nell'attuale fase di progettazione non è possibile definire il dettaglio dei trasporti durante la costruzione, pertanto, per gli scopi della presente valutazione è stata effettuata la stima cautelativa dei seguenti mezzi in movimento:

Una stima cautelativa di massima è la seguente:

- 90 mezzi/giorno per quanto riguarda i mezzi pesanti;
- 190 mezzi/giorno per quanto riguarda i mezzi leggeri.

Il numero di automezzi è stato stimato con riferimento a cantieri di simili caratteristiche.

9.7.2 Fase di Esercizio

In fase di esercizio dell'impianto sono stati stimati i seguenti traffici:

- Circa 30 transiti/giorno max dovuti ai movimenti quotidiani della manodopera dell'impianto
- Circa 1-2 transiti/giorno di mezzi pesanti per l'approvvigionamento di sostanze/prodotti per il funzionamento della centrale e per il trasporto dei rifiuti da conferire a soggetti terzi autorizzati (filtri turbogas, reflui non recuperabili principalmente).

9.8 SINTESI DELLE RELAZIONI TRA PROGETTO E AMBIENTE

A conclusione dell'analisi condotta nei paragrafi precedenti, nel seguito vengono riportate sinteticamente le azioni progettuali e i fattori causali di impatto associati a tali azioni.

Per Azioni Progettuali si intendono le caratteristiche del progetto in esame scomposto secondo fasi operative ben distinguibili tra di loro rispetto al tipo di impatto che possono produrre (costruzione, esercizio).

I Fattori Causali di Impatto sono le azioni fisiche, chimico-fisiche o socio-economiche che possono essere originate da una o più delle attività proposte e che sono individuabili come fattori che possono causare oggettivi e specifici impatti.

9.8.1 Azioni Progettuali

9.8.1.1 Centrale

Le azioni specifiche associate alla fase di costruzione della Centrale sono:

- installazione del cantiere e dei servizi;
- pulizia e preparazione dell'area;
- esecuzione di scavi e rinterri;
- approvvigionamento materiali e componenti;
- realizzazione degli impianti;
- posa linee;
- costruzione opere civili;
- ripristini ambientali dell'area.

Le azioni specifiche associate alla fase di esercizio della Centrale sono:

- produzione di energia elettrica;
- attività di manutenzione e gestione.

9.8.1.2 Metanodotto

Il metanodotto sarà interrato lungo tutto il percorso e verrà messo in opera tramite la realizzazione di una trincea appositamente scavata. Nel corso della costruzione del metanodotto verranno eseguite una serie di operazioni, riassunte nel seguito, che potrebbero dare origine a impatti potenziali sull'ambiente, peraltro di importanza secondaria, data la limitata lunghezza del tratto di pipeline da realizzare:

- pulizia dell'area e preparazione della pista di lavoro;
- scavo della trincea;
- posa della tubazione;
- rinterro;

- ripristini ambientali (morfologici e vegetazionali).

Le azioni specifiche in fase di esercizio del metanodotto sono

- trasporto del gas metano in centrale

9.8.1.3 Elettrodotto

Le azioni specifiche associate alla fase di costruzione dell'elettrodotto sono:

- installazione del cantiere e dei servizi e attività di trasporto materiali;
- tracciamento definitivo della linea;
- scavo della trincea;
- posa cavi;
- rinterro;
- ripristini.

Le azioni specifiche in fase di esercizio dell'elettrodotto sono:

- trasporto dell'energia elettrica, che determina la generazione di campi elettromagnetici;
- attività di manutenzione e gestione della linea.

9.8.2 **Fattori di Impatto**

9.8.2.1 Centrale

I fattori causali di impatto associati alla fase di costruzione della Centrale sono:

- emissioni in atmosfera da mezzi e macchinari di cantiere;
- emissioni sonore da mezzi e macchinari di cantiere;
- prelievi e scarichi idrici per le necessità del cantiere;
- produzione di rifiuti di cantiere;
- traffico indotto da mezzi di cantiere e per spostamento manodopera;
- presenza fisica delle strutture del cantiere;
- richiesta di manodopera.

I fattori causali di impatto associati alla fase di esercizio della Centrale sono:

- emissioni sonore da impianti;
- emissioni in atmosfera da impianti;
- prelievi e scarichi idrici connessi agli usi industriali (peraltro, in considerazione delle scelte progettuali effettuate, tale fattore di impatto risulta scarsamente significativo);
- prelievi e scarichi idrici connessi agli usi civili;
- occupazione di suolo;
- traffico indotto con conseguente produzione di emissioni di inquinanti atmosferici da combustione e emissioni sonore;
- produzione di rifiuti;
- spillamenti e spandimenti accidentali;
- richiesta di manodopera per esercizio impianto;
- presenza fisica delle strutture.

9.8.2.2 Metanodotto

I fattori causali di impatto associati alla realizzazione del nuovo tratto di metanodotto possono essere in sintesi collegati a:

- emissioni di inquinanti atmosferici ed emissioni sonore dovute alle operazioni in sito e ai macchinari/mezzi utilizzati in cantiere;
- disturbi/interferenze ad habitat naturali;
- interferenze con manufatti preesistenti, anche di carattere storico;
- occupazione di suolo e interferenze con attività umane e usi in atto del territorio;
- produzione di rifiuti in fase di cantiere;
- richiesta di manodopera.
- presenza fisica delle strutture del cantiere;

I fattori di impatto associati alla fase di esercizio del metanodotto sono:

- presenza fisica delle strutture interrato

Il metanodotto essendo completamente interrato, una volta completata la messa in opera della tubazione non comporterà occupazione di suolo.

9.8.2.3 Elettrodotta

I fattori di impatto associati alla fase di costruzione dell'elettrodotta sono:

- emissioni in atmosfera da mezzi e macchinari da cantiere;
- emissioni sonore da mezzi e macchinari di cantiere;
- occupazione di suolo (temporanea) per la posta del cavo (pista di lavoro);
- disturbi/interferenze con gli habitat naturali;
- produzione di rifiuti di cantiere;
- richiesta di manodopera.
- presenza fisica delle strutture del cantiere;

I fattori di impatto associati alla fase di esercizio dell'elettrodotta sono:

- generazione di campi elettromagnetici (in considerazione della scelta progettuale di interrare completamente il cavo, tale fattore di impatto risulta di minore significatività rispetto alla soluzione in linea aerea);
- presenza fisica delle strutture interrato
- impiego di manodopera per attività di manutenzione.

L'elettrodotta essendo completamente interrato, una volta completata la messa in opera del cavo non comporterà occupazione di suolo.

10 PROVVEDIMENTI PROGETTUALI PER LA MITIGAZIONE DELL'IMPATTO DELL'INTERVENTO

10.1 MISURE DI OTTIMIZZAZIONE

Al fine di ottimizzare l'inserimento dell'opera nel territorio si è tenuto conto, nel corso della progettazione di massima, dei seguenti due aspetti fondamentali:

- ridurre al minimo gli impatti paesaggistici ed ambientali;
- compensare gli eventuali squilibri indotti.

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.

Nel seguito vengono sintetizzati i provvedimenti studiati in fase di progettazione della centrale descritti nei capitoli precedenti, per un migliore inserimento ambientale dell'opera:

- adozione di una rete idrica interna dotata di vasche di recupero reflui in grado di minimizzare il fabbisogno di acqua da un lato e la produzione di efflussi liquidi all'esterno del processo dall'altro, attraverso un elevato grado di recupero delle acque, quali gli spurghi di caldaia, i drenaggi delle linee vapore, gli eluati a bassa conducibilità dell'impianto di demineralizzazione;
- adozione di sistema di condensazione del vapore del gruppo turbina a vapore tramite condensatore ad aria
- realizzazione dell'elettrodotto in cavo interrato, al fine di contenere l'impatto paesaggistico e l'impatto connesso alla generazione di campi elettromagnetici;
- definizione del layout di impianto tale da consentire un aspetto architettonicamente non invasivo, mitigato dalla presenza di essenze, omogenee con la vegetazione locale appositamente piantumate lungo il perimetro della centrale, secondo precisi studi multidisciplinari orientati, non solo all'inserimento architettonico delle opere strutturali, ma anche all'armonizzazione vegetazionale e pedologica delle opere di piantumazione progettate (vedere Quadro di Riferimento Ambientale)
- definizione di un design strutturale semplice e ordinato tale da consentire, assieme all'accurato studio di tinteggiature idonee e all'inserimento delle parti impiantistiche all'interno degli edifici, un maggior grado di armonizzazione paesaggistica (vedere Quadro di Riferimento Ambientale).

10.2 CONFRONTO DELLE TECNICHE PROGETTUALI PRESCELTE CON LE MIGLIORI TECNICHE DISPONIBILI

1

Il Decreto Ministero Ambiente 1 ottobre 2008 approva le linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili recanti gli indirizzi metodologici per condurre l'analisi degli aspetti economici e degli effetti incrociati correlati all'attuazione del dlgs 59/2005 ("Linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili in materia di impianti di combustione (Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW)" nel caso della Centrale a progetto).

Relativamente al "Processo di combustione e produzione energia elettrica" si segnala che la Centrale a progetto è allineata alle Migliori Tecniche Disponibili (MTD) individuate dalle suddette Linee Guida per i seguenti aspetti:

- La tecnologia a ciclo combinato è considerata come prima opzione di MTD per l'aumento del rendimento degli impianti di combustione ed è quella caratterizzata da una maggiore efficienza elettrica.
- La tecnologia a ciclo combinato è considerata MTD in quanto le emissioni di polvere e particolato derivanti dalla combustione del gas naturale nelle turbine a gas sono trascurabili. In funzionamento normale e controllato non creano preoccupazioni dal punto di vista ambientale. Lo zolfo, così come per le polveri, viene tolto dal gas naturale già nel luogo di produzione. Il gas naturale è un combustibile pulito che non dà luogo ad emissioni di SO₂ o di materiale particolato. Il gas naturale ha il livello più basso di produzione specifica di CO₂ tra tutti i combustibili.
- L'utilizzo di bruciatori Dry Low NO_x (DLN) rappresenta una MTD.
- Il raggiungimento di parametri di concentrazione nei fumi pari a 30 mg/Nmc per gli NO_x e 30 mg/Nmc per il CO rientrano nell'intervallo di riferimento per delle MTD per i cicli combinati.
- L'adozione di sistemi di rilevazione fughe e blocchi di sicurezza in grado di controllare le emissioni fuggitive di gas rappresenta una MTD.

Relativamente al "Processo di condensazione del vapore e sistema di raffreddamento" si segnala che la Centrale a progetto è allineata alle Migliori Tecniche Disponibili (MTD) per i seguenti motivi:

- Ottimizza i consumi energetici attraverso riutilizzo di calore nel processo primario
- Impiega un condensatore ad aria progettato secondo moderna tecnologia con l'ottimizzazione nelle prestazioni e impiega componenti a basso consumo energetico. L'impiego di condensatore ad aria determina una riduzione dei consumi di risorsa idrica in un'area dove il consumo di acqua risulterebbe elevato. Inoltre l'impiego di condensatore ad aria non produce emissioni di vapore in atmosfera minimizzando di conseguenza i relativi effetti negativi sul microclima e sull'ecosistema
- Non produce scarichi idrici con emissioni di sostanze inquinanti ed energia termica
- Limita la rumorosità del sistema di raffreddamento adottando accorgimenti progettuali nella definizione del profilo delle pale dei ventilatori e nella scelta della loro velocità massima (inoltre come misura passiva di contenimento del rumore prevede anche pannellature fonoassorbenti)
- minimizza l'impiego di prodotti chimici e la produzione di rifiuti

Il **Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (July 2006)** al paragrafo 7.5 riporta le migliori tecnologie disponibili (BAT) da adottare per la combustione di combustibile gassoso.

In particolare per quanto riguarda la gestione dell'approvvigionamento e della manipolazione del gas e degli additivi le BAT sono quelle riportate nella tabella seguente:

Material	Environmental effect	BAT
Natural gas	Fugitive emissions	<ul style="list-style-type: none"> using fuel gas leak detection systems and alarms.
	Efficient use of natural resources	<ul style="list-style-type: none"> using expansion turbines to recover the energy content of the pressurised fuel gases preheating the fuel gas by using waste heat from the boiler or gas turbine
Pure liquified ammonia (if used)	Health and safety risk according to ammonia	<ul style="list-style-type: none"> for handling and storage of pure liquified ammonia, pressure reservoirs for pure liquified ammonia >100 m³ should be constructed as double wall and should be located subterraneously; reservoirs of 100 m³ and smaller should be manufactured including annealing process from a safety point of view, the use of an ammonia-water solution is less risky than the storage and handling of pure liquefied ammonia.

Table 7.34: BAT for the supply and handling of gaseous fuels

1

L'impianto proposto sarà dotato di sistemi atti ad evitare le emissioni fuggitive (tutti i serbatoi sono dotati di guardia idraulica e quindi non si prevedono emissioni fuggitive).

Al fine di limitare l'emissione di anidride carbonica il BREF riporta come miglior opzione attualmente percorribile "*techniques and operational measures to increase the thermal efficiency of the plant.*"

"The energy efficiency has been considered as heat rate (fuel input energy/energy output at power plant border) and as power plant efficiency, which here is the inverse of heat rate, i.e. the percentage of produced energy/fuel input energy. The fuel energy is measured as the lower heating value.

For gas-fired combustion plants, the application of gas turbine combined cycles and the cogeneration of heat and power (CHP) are technically the most efficient means of increasing the energy efficiency (fuel utilisation) of an energy supply system. A combined cycle operation and co-generation of heat and power is, therefore, to be considered as the first BAT option, i.e. whenever the local heat demand is great enough to warrant the construction of such a system.

The use of an advanced computerised control system in order to achieve a high boiler performance with increased combustion conditions that support the reduction of emissions are also considered as BAT.

Improvement of the efficiency can also be obtained by preheating the natural gas, before its supply to the combustion chambers or burners. The heat can be obtained from low temperature sources, such as the exhaust gases from cooling from other regenerative processes."

A tal proposito il progetto dell'impianto oggetto del presente studio prevede un sistema di controllo computerizzato atto a monitorare l'efficienza energetica e quindi ridurre le emissioni. Tale sistema è appunto considerato BAT.

Per quanto concerne le emissioni di NO_x e CO, il Reference Document sopra citato riporta quanto segue:

“In general, for gas turbines, gas engines and gas fired boilers, reduction of nitrogen oxides (NO_x) is considered to be BAT. The nitrogen compounds of interest are nitric oxide (NO) and nitrogen dioxide (NO₂), collectively referred to as NO_x. For new gas turbines, dry low NO_x premix burners (DLN) are BAT. [...] For new gas turbines, the DLN burners can be seen as the standard technique so that the application of an additional SCR system is, in general, not necessary. For further reduction of NO_x, SCR can be considered where local air quality standards request a further reduction of NO_x emissions compared to the levels given in Table 7.37 (e.g. operation in densely populated urban areas). In Table 7.37 emergency machinery has not be taken into account. [...]. BAT for the minimisation of CO emissions is complete combustion, which goes along with good furnace design, the use of high performance monitoring and process control techniques and maintenance of the combustion system. Besides the combustion conditions, a well optimised system to reduce emissions of NO_x will also keep the CO levels below 100 mg/Nm₃. In addition, the application of an oxidation catalyst for CO can be seen as BAT when it is operated in densely populated urban areas.”

Il progetto dell'impianto in oggetto prevede l'installazione di bruciatori di tipo DLN (Dry Low NO_x) che, come visto sopra, è una delle migliori tecnologie disponibili sia per gli NO_x che per il CO. Di seguito si riportano le tabelle del documento Best Available Techniques for Large Combustion Plants (July 2006) relative proprio alle BAT per l'abbattimento di tali inquinanti.

Plant type	Emission level associated with BAT (mg/Nm ³)		O ₂ level (%)	BAT options to reach these levels	Monitoring
	NO _x	CO			
Gas turbines					
New gas turbines	20 - 50	5 - 100	15	Dry low-NO _x premix burners (standard equipment for new gas turbines) or SCR	Continuous
DLN for existing gas turbines	20 - 75	5 - 100	15	Dry low-NO _x premix burners as retrofitting packages if available	Continuous
Existing gas turbines	50 - 90 ⁽¹⁾	30 - 100	15	Water and steam injection or SCR	Continuous
Gas engines					
New gas engines	20 - 75 ⁽²⁾	30 - 100 ⁽³⁾	15	Lean burn concept low-NO _x tuned and oxidation catalyst for CO or SCR and oxidation catalyst for CO	Continuous ⁽⁴⁾
New gas engine with HRSG in CHP mode	20 - 75 ⁽²⁾	30 - 100 ⁽³⁾	15	Lean burn concept low-NO _x tuned and oxidation catalyst for CO or SCR and oxidation catalyst for CO	Continuous ⁽⁴⁾
Existing gas engines	20 - 100 ⁽²⁾	30 - 100 ⁽³⁾	15	Low-NO _x tuned	Continuous ⁽⁴⁾
1	Industry and one Member State claimed that the amount of water or steam that can be injected in an existing gas turbine is limited. Injection high amounts of water or steam may lead to damage of gas turbine components. Therefore, they claimed that the range needs to be substituted by 80 - 120 mg/Nm ³ .				
2	Industry claimed that these ranges are not according the BAT approach. The reason given was that the range given as BAT is the same as the one given by the American LAER approach (lowest achievable emission rate). Industry proposed an environmental quality driven approach taking the surrounding (urban/other areas) into account. That means that small plants situated in rural areas shall have leaner BAT levels than large plants in city areas. Industry claimed that levels of 190 mg/Nm ³ (15 % O ₂) in gas mode represented the overall emission optimum considering the lowest possible fuel consumption and unburned gaseous emission of CO, VOC etc. for spark-ignited (SG) and dual fuel engines (DF) in gas mode.				
3	Industry mentioned that due to technical reasons (fuel composition impact), CO should be at a level of 110 - 380 mg/Nm ³ (15 % O ₂) in order to represent BAT.				
2	Another Industry representative claimed that the ranges should be changed to:				
3	90 - 190 mg/Nm ³				
3	100 mg/Nm ³				
4	because the emission levels associated with BAT for gas engines are only applicable for burning natural gas and not for renewable gases like landfill gas, biogas or purification gas. Moreover, they claimed that such levels would create disadvantages for competitiveness in the market for such gases.				
4	One Industry representative proposed changing to discontinuous monitoring because continuous engine emission monitoring is not common practice for stationary internal combustion engines.				

Table 7.36: BAT for the reduction of NO_x and CO emissions from some gas-fired combustion plants

Plant type	Emission level associated with BAT (mg/Nm ³)		O ₂ level 1 (%)	BAT options to reach these levels	Monitoring
	NO _x	CO			
Gas-fired boilers					
New gas-fired boilers	50 – 100 ⁽¹⁾	30 – 100	3	Low-NO _x burners or SCR or SNCR	Continuous
Existing gas-fired boiler	50 – 100 ⁽²⁾	30 – 100	3	Low-NO _x burners or SCR or SNCR	Continuous
CCGT					
New CCGT without supplementary firing (HRSG)	20 – 50	5 – 100	15	Dry low-NO _x premix burners or SCR	Continuous
Existing CCGT without supplementary firing (HRSG)	20 – 90 ⁽³⁾	5 – 100 ⁽³⁾	15	Dry low-NO _x premix burners or water and steam injection or SCR if the required space has already been foreseen in the HRSG	Continuous
New CCGT with supplementary firing	20 - 50	30 – 100	Plant spec.	Dry low-NO _x premix burners and low-NO _x burners for the boiler part or SCR or SNCR	Continuous
Existing CCGT with supplementary firing	20 – 90 ⁽⁴⁾	30 – 100 ⁽⁵⁾	Plant spec.	Dry low-NO _x premix burners or water and steam injection and low-NO _x burners for the boiler part or SCR if the required space has already been foreseen in the HRSG or SNCR	Continuous
1,2 3	Industry claimed that the ranges need to be changed to: upper end to 120 mg/Nm ³ 80 – 120 mg/Nm ³ because gas fired boilers depend on the firing temperature, the type of burners, the size of the boiler, the heating surfaces, the air temperature and the load factor of the power plant. In case the boiler is equipped with flue-gas recycling it is possible to decrease the NO _x emission to a level of 100 mg/Nm ³ . However, retrofitting an existing boiler with flue-gas recycling will require high (not cost effective) investment costs.				
2	One Member State proposed that for existing gas fired boilers, which have been converted recently from heavy fuel oil to burn natural gas, after full modification with primary measures to reduce NO _x (flue-gas recirculation, fuel and air staging), the BAT achievable emission levels should be modified to 10 – 150 mg/Nm ³ .				
4	Industry mentioned that due to the large wall burners which are used for supplementary firing of the HRSG the NO _x emission of the gas turbine may increase in 10 – 20 mg/Nm ³ . This increase is caused by local high temperatures of these duct burners. Therefore, the level associated with BAT in the case of supplementary firing should be 80 – 140 mg/Nm ³ .				
3,4	One Member State claimed that the upper BAT levels for CCGT plants >50 MW cannot be over 80 mg/Nm ³ and for plants over 200 MW the upper BAT level should be below 35 mg/Nm ³ because these levels have already been fixed as ELVs in the Member State in question.				
5	One Member State claimed that the upper levels of CO for CCGT plants >50 MW cannot be over 35 mg/Nm ³ because this level has already been fixed as ELV in the Member State in question.				
Table 7.37: BAT for the reduction of NO_x and CO emissions from some gas-fired combustion plants					

Il **Reference Document on the application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems (December 2001)** al paragrafo 4.4.2 “Identified reduction techniques within the BAT-approach” riporta quanto segue:

“Application of dry air-cooling has been suggested on a number of occasions. If the overall Energy efficiency is taken into account, dry air-cooling is less attractive than wet cooling. With this the dry technology is not disqualified. For shorter lifetime periods it was calculated that the differences in costs between dry and wet become less than for longer lifetime periods. When costs for water and water treatment are taken into account, differences also become smaller. Dry cooling can be recommended in certain circumstances and for precooling at higher temperature levels, where excessive water would be needed.”

Nel caso specifico, tale tecnologia è stata preferita proprio tenendo conto del fatto che altrimenti sarebbe necessario un eccessivo quantitativo di acqua.

La riduzione dell'emissione acustica legata a tale tecnologia è l’argomento del paragrafo 4.8 “Reduction of noise emissions”:

“Noise emissions have local impact. Noise emissions of cooling installations are part of the total noise emissions from the site. A number of primary and secondary measures have been identified that can be applied to reduce noise emissions where necessary. The primary measures change the sound power level of the source, where the secondary measures reduce the emitted noise level. The secondary measures in particular will lead to pressure loss, which has to be compensated by extra energy input, which reduces overall energy efficiency of the cooling system. The ultimate choice for a noise abatement technique will be an individual matter, as will the resulting associated performance level. The following measures and minimum reduction levels are considered as BAT.”

Table 4.9: BAT for the reduction of noise emissions

Cooling system	Criterion	Primary BAT approach	Associated reduction levels	Ref.
Natural draught cooling towers	Reduce noise of cascading water at air inlet	Different techniques available	≥ 5 dB(A)	Section 3.6
	Reduce noise emission around tower base	E.g application of earth barrier or noise attenuating wall	< 10 dB(A)	Section 3.6
Mechanical draught cooling towers	Reduction of fan noise	Apply low noise fan with characteristics, e.g.: - larger diameter fans; - Reduced tip speed (≤ 40 m/s)	< 5 dB(A)	Section 3.6 Section 3.6
	Optimised diffuser design	Sufficient height or installation of sound attenuators	Variable	Section 3.6
	Noise reduction	Apply attenuation measures to inlet and outlet	≥ 15 dB(A)	Section 3.6

Al fine di minimizzare tale aspetto il design del condensatore ad aria sarà studiato nell’ottica della massimizzazione dell’assorbimento del rumore da parte delle strutture.

Per quello che riguarda il trattamento delle acque meteoriche il BREF riporta quanto segue:

*“Rainwater
BAT is to:*

- duct uncontaminated rainwater directly to a receiving water, by-passing the waste water sewerage system*
- treat rainwater from contaminated areas by using Grit Separation of Solids, Retention Ponds, Sand Filters before discharging it into a receiving water.”*

Il progetto oggetto del presente studio prevede la separazione delle reti idriche delle acque reflue e la separazione delle acque meteoriche di prima pioggia (opportunamente trattate) da quelle di seconda pioggia (parimenti a quanto indicato come BAT).

L'impianto di captazione e trattamento delle acque meteoriche proposto prevede la restituzione a corpo idrico superficiale della seconda pioggia (incontaminata) ed il trattamento delle acque di prima pioggia (parimenti a quanto indicato come BAT).

10.3 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 le relative opere connesse.

La vita prevista dell'opera è 25 anni a meno di interventi di manutenzione che ne prolunghino l'operatività.

1

10.3.1 Dismissione della Centrale

10.3.1.1 Introduzione

Il progetto di bonifica e ripristino ambientale, sulla base della normativa vigente, le attività da svolgere per la futura demolizione della Centrale, la sequenza dei lavori, le possibili destinazioni dei materiali e dei rifiuti derivanti dall'attività, nonché le attività necessarie a ripristinare il sito dal punto di vista territoriale e ambientale.

E' opportuno precisare che, sia per le tecnologie che saranno suggerite, sia per gli aspetti legislativi, il documento fa riferimento al contesto attuale e non può ovviamente tenere conto dell'evoluzione tecnologica, legislativa e di mercato che si svilupperà nei prossimi decenni e che sarà effettivamente disponibile al momento della dismissione.

Il piano quindi non deve essere considerato come vincolante per le modalità di dismissione, che potranno quindi essere modificate nel dettaglio al termine della vita operativa della Centrale.

La dismissione avrà come obiettivo la restituzione del sito alla completa disponibilità per la destinazione d'uso prevista per eventuali nuovi insediamenti industriali.

Da questa considerazione consegue che non si manifesterà la necessità di dismettere/rimuovere alcune strutture ed impianti (quali la sottostazione elettrica e la rete antincendio) che costituiranno un valore per l'eventuale nuova installazione industriale. La stessa considerazione vale per gli edifici che ospitano gli uffici, e il locale trattamento acque, in quanto essi potranno essere recuperati per le future produzioni (o eventualmente riadattati mediante ampliamenti/riduzioni). Un simile approccio avrà oltretutto il vantaggio ambientale di ridurre, per quanto possibile, la produzione di rifiuti generati dalle attività di dismissione.

10.3.1.2 Pianificazione delle attività di dismissione

Lo scopo di questo capitolo è di fornire sintetiche procedure di lavoro, che possano essere utilizzabili per realizzare la dismissione della Centrale in condizioni di sicurezza per gli operatori e di minimo impatto per l'ambiente.

Rimozione prodotti chimici e dei rifiuti presenti in Centrale

La fase preliminare delle attività di dismissione consisterà nella rimozione degli eventuali prodotti chimici stoccati nell'area di Centrale e nelle apparecchiature (rifiuti e residui).

Nel corso di questa fase si provvederà:

- a scollegare elettricamente ed idraulicamente le apparecchiature;
- a smaltire i rifiuti (oli, stracci, fanghi, filtri, apparecchiature da ufficio e da laboratorio ecc.) ed i prodotti (acidi, soda, bombole gas vari, ecc.) ancora presenti;
- a svuotare e bonificare, ove necessario, i serbatoi, le tubazioni (incluse quelle interrato, quali fognature bianche e nere), le apparecchiature (pompe, trasformatori ecc.), raccogliendo i residui classificati in opportuni contenitori, che andranno etichettati e quindi smaltiti adeguatamente;
- a "mettere in sicurezza" le strutture e gli impianti, aprendo le valvole e i passi d'uomo, fissando le strutture in quota (funi, cavi, tiranti, gru, ecc.) e impedendo l'accesso all'area ad estranei.

Al termine di questa fase la Centrale si presenterà come un insieme di strutture ed impianti puliti, scollegati e non pericolosi.

Questa attività sarà inclusa nelle fasi finali della vita produttiva della Centrale allo scopo di sfruttare la conoscenza di tutte le sezioni dell'impianto da parte del personale operativo.

Prima dell'inizio delle attività di dismissione vere e proprie, sarà eseguita un'analisi documentale della Centrale per quantificare con un maggior grado di precisione le quantità di materiali da rimuovere e la loro posizione definitiva.

Poiché la disconnessione delle varie apparecchiature potrebbe comportare alcuni problemi, quali sversamenti, intasamento dei condotti fognari, principi di incendio ecc., tanto nel corso della dismissione che nel periodo tra la fermata e l'inizio delle attività di dismissione, si procederà come segue:

- Per favorire lo smaltimento delle acque meteoriche e di quelle nebulizzate per il controllo delle polveri prodotte dalle attività di demolizione si manterrà attivo il sistema fognario. Il sistema fognario verrà opportunamente sezionato in punti strategici affinché la rete raccolga le acque provenienti dalle aree di lavoro, dove saranno installati dei pozzetti di controllo per verificare lo stato qualitativo delle acque in uscita dall'area di centrale;
- La fornitura elettrica in prossimità dei vari punti di utilizzo sarà garantita mediante alimentazioni ausiliarie;
- Verrà mantenuto attivo il sistema antincendio e saranno garantiti dei sistemi autonomi (estintori ecc.) sia per la prevenzione incendi, sia per le esigenze di acqua nelle fasi di dismissione; in particolare, se le condizioni strutturali e impiantistiche lo consentiranno, si utilizzerà uno dei serbatoi esistenti di stoccaggio dell'acqua per realizzare la riserva idrica necessaria alle attività di demolizione.

Rimozione delle strutture

Uno dei problemi maggiori nel corso delle demolizioni (strutturali e impiantistiche) è la reperibilità delle aree di lavoro nelle quali poter operare agevolmente e in sicurezza. Fin dalle prime fasi delle attività si creeranno quindi aree di lavoro prossime alle zone operative, per limitare gli spostamenti interni, opportunamente distribuite per evitare ogni intralcio reciproco.

Quando possibile ed economicamente vantaggioso, alcune delle fasi sotto descritte saranno eseguite in parallelo; in ogni caso la sicurezza delle operazioni e l'agibilità delle aree sarà privilegiata rispetto alla rapidità di esecuzione.

Installazione del cantiere

Questa fase consiste nella creazione di un centro operativo (uffici/spogliatoio/magazzino) in un'area appositamente predisposta con lo scopo di creare una prima area di stoccaggio materiali.

Rimozione delle tubazioni di collegamento e attività di carpenteria

Allo scopo di facilitare l'accesso alle aree del cantiere a tutti i mezzi operativi e consentire la movimentazione/dismissione anche delle apparecchiature più ingombranti, si prevede nelle prime fasi di lavoro la completa rimozione delle strutture aeree di collegamento tra le varie aree della Centrale.

Tale fase prevede:

- Taglio e rimozione di tutte le tubazioni e cavidotti su rack e dei loro sostegni, per facilitare l'accesso dei mezzi alle aree di lavoro;
- Rimozione dell'isolamento delle tubazioni coibentate.

Dismissione del sistema elettrico

Si procederà quindi allo smontaggio e alla rimozione delle apparecchiature (trasformatori, isolatori, sezionatori ecc.) della linea di interconnessione con la stazione elettrica e dei quadri elettrici presenti nell'edificio di controllo. In questa fase si provvederà anche a rimuovere tutti i cavi dai cunicoli di collegamento.

La linea in alta tensione verrà scollegata dalle attuali alimentazioni, ma sarà mantenuta disponibile per futuri utilizzi, mediante alimentazioni ausiliarie.

In questa fase si porrà particolare attenzione alla dismissione dei trasformatori, che andranno svuotati dall'olio prima di essere rimossi dalla loro sede.

Al termine di questa fase sarà disponibile uno spazio aggiuntivo nell'area dei trasformatori, che potrà essere utilizzato come ulteriore area di stoccaggio dei materiali.

Dismissione degli impianti ausiliari

Questa fase di attività prevede:

- Demolizione, smontaggio e rimozione delle pompe di rilancio acqua, dei serbatoi di stoccaggio dei prodotti chimici e di tutti gli accessori;
- Demolizione, smontaggio e rimozione delle strutture dei sistemi di dosaggio prodotti chimici alle caldaie e dei sistemi di rilevamento delle emissioni;

- Demolizione, smontaggio e rimozione delle apparecchiature del sistema di raffreddamento, costituito da: pompe di rilancio acqua, scambiatori a piastra, serbatoi di stoccaggio dei prodotti chimici e tutti gli accessori;
- Rimozione dei serbatoi, ad eccezione di quello giudicato più idoneo, che sarà mantenuto a servizio delle attività di demolizione e smantellato;
- Rimozione cabine impianti e pannellature edifici principali;
- Demolizione condensatori.

Dismissione dell'area di produzione

Una volta liberato l'accesso all'area produttiva, sarà possibile procedere alla sua dismissione in condizioni di sicurezza.

Si effettueranno quindi:

- Demolizione dei camini;
- Demolizione e rimozione delle caldaie;
- Rimozione di turbine, alternatori, estrattori aria, cabinati TG e TV;
- Smontaggio intelaiature caldaie.

Attività di indagine e bonifiche suolo e sottosuolo

La fase di indagine sarà svolta al termine delle attività di demolizione delle strutture ed impianti fuori terra.

Essa sarà svolta in conformità ai requisiti vigenti al momento dell'attività in materia di indagine ambientale. Anche le tecnologie utilizzate saranno conformi agli standard tecnici disponibili al momento dell'indagine stessa.

Queste indagini saranno focalizzate all'esame delle aree di maggior rischio identificate in precedenza, ovvero:

- Aree impianto;
- Trasformatori e pozzetti di raccolta olio;
- Raccolta olio macchine e stoccaggio olio esausto;
- Carico/scarico e stoccaggio chemicals;
- Aree di stoccaggio temporaneo rifiuti in fase di dismissione.

L'elaborazione dei risultati consentirà di determinare eventuali criticità ambientali e la loro estensione areale. Saranno successivamente adottate eventuali misure correttive necessarie.

Attività conclusive

La fase conclusiva del lavoro sarà prevalentemente costituita dall'eventuale smaltimento/recupero dei moduli impiantistici, dalla pulizia delle aree di lavoro e dalla sistemazione finale.

10.3.1.3 Procedure operative

Le operazioni descritte nei paragrafi precedenti sono quelle necessarie a portare l'impianto da una situazione operativa a una situazione di area bonificata ed esente da impianti dismessi.

Nei capitoli successivi sono riportate le procedure esecutive per realizzare tali operazioni nel rispetto della salute e sicurezza degli operatori e della protezione dell'ambiente.

Rimozione delle coibentazioni e dei rivestimenti

In generale, le tubazioni contenenti fluidi in pressione o a temperature elevate che corrono all'esterno delle apparecchiature sono coibentate, e nello specifico le tubazioni vapore sono in acciaio al carbonio e lega di carbonio, con uno strato di materiale isolante in fibra artificiale e una successiva copertura in alluminio rivettato.

La decoibentazione di tali apparecchiature può produrre una considerevole quantità di fibre minerali. Per ridurre l'esposizione dei lavoratori addetti possono essere necessarie procedure di lavoro particolari che verranno definite al momento caso per caso. In estrema sintesi, tali procedure prevederanno:

- Imbibizione mediante prodotti specifici dei materiali a rischio di dispersione fibre o, se necessario, realizzazione di aree di lavoro semiconfiniate rispetto all'esterno con accesso mediante zona "filtro";
- Adeguati dispositivi di protezione individuale per il personale addetto alle operazioni (tuta, guanti, maschera filtrante ecc.);
- Smaltimento del materiale coibente in sacchi, sigillati all'interno dell'area di lavoro.

Demolizione delle strutture

Sequenza dei lavori

Nel corso delle demolizioni, all'interno di ogni sezione si procederà secondo la seguente sequenza:

- De-energizzazione di tutte le apparecchiature, scarico delle energie potenziali residue dei macchinari e degli impianti.
- Rimozione e smaltimento dei fluidi di processo degli impianti e dei macchinari.
- Rimozione delle apparecchiature accessorie (quadretti locali, cavidotti ecc.);
- Taglio e rimozione delle tubazioni di collegamento tra le varie apparecchiature previa verifica delle condizioni di sicurezza delle stesse;
- Taglio e rimozione della carpenteria e delle sovrastrutture;
- Rimozione delle apparecchiature dai supporti e dai basamenti e loro posizionamento in zona di sicurezza esterna alle operazioni;
- Demolizione dei supporti e dei basamenti sino a piano campagna.

Rimozione delle apparecchiature

Per la rimozione dai supporti di tutte le apparecchiature (in particolare quelle maggiori) si verificheranno i golfari di sollevamento presenti prima di utilizzarli, in quanto non si potrà essere certi della loro tenuta a distanza di tempo. Nel caso non possano essere utilizzati si realizzeranno apposite imbracature per le operazioni di rimozione.

Quando possibile e solo se la stabilità sarà sempre garantita, si procederà al sezionamento delle apparecchiature aventi maggiori dimensioni in sezioni minori, prima della rimozione dai supporti, in modo da agevolare le operazioni di sollevamento e rimozione.

Taglio

Per il taglio delle tubazioni, collegamenti, carpenteria ecc. saranno preferite tecniche "a freddo", mediante l'utilizzo di cesoie idrauliche collegate a macchine operatrici, in quanto riducono il rischio connesso a lavorazioni con personale in quota ed all'uso di apparecchiature di taglio manuali.

Quanto previsto in questa sede sarà tuttavia riconsiderato in funzione degli eventuali miglioramenti tecnologici disponibili in questo settore al momento del termine della vita operativa della Centrale.

Smaltimento dei materiali

Stoccaggio provvisorio

Non appena rimosse dalla loro posizione attuale, le apparecchiature, le strutture e i materiali saranno portati in aree di stoccaggio esterna alle aree di lavoro per il successivo smaltimento.

Questa modalità operativa risponde a molteplici esigenze:

- Consente di mantenere le aree di lavoro libere e quindi più sicure;
- Facilita l'accesso e la movimentazione dei mezzi di cantiere (gru ed escavatori);
- Riduce i rischi ambientali;
- Consente il successivo eventuale campionamento di caratterizzazione dei materiali da smaltire;
- Consente una più agevole valutazione delle riutilizzabilità dei materiali;
- Consente la raccolta di quantità sufficienti di materiali per ottimizzare il numero dei trasporti verso i destinatari finali (smaltimenti o recuperi).

Tali aree di stoccaggio saranno realizzate in conformità alle disposizioni di legge in materia di deposito temporaneo dei rifiuti vigenti al momento della dismissione; in particolare saranno pavimentate e, qualora necessario, dotate di bacino di contenimento o impermeabilizzazione del fondo e di controllo dell'accesso.

Per facilitare lo smaltimento saranno inoltre create aree di stoccaggio omogenee per tipologia di materiale (ad es. coibentazioni, materiali ferrosi, acciaio inox, rame, laterizi ecc.). In tali aree potrà essere effettuata un'ulteriore riduzione della pezzatura del materiale. Saranno previste specifiche aree di stoccaggio per i potenziali contaminanti derivanti dalle attività di demolizione.

Le aree verranno scelte in funzione della loro ampiezza in modo da essere sufficientemente libere e prossime agli accessi stradali ed in modo che siano disponibili fin dalle prime fasi di attività. L'utilizzo delle aree potrà evolvere in funzione delle logistiche del cantiere di demolizione.

Smaltimento

Le operazioni di dismissione produrranno essenzialmente i seguenti materiali residui:

- Metalli facilmente recuperabili (acciaio, ferro, alluminio, ecc.);
- Coibentazioni;
- Materiali plastici e in fibra (conduit, vetroresina, ecc.);
- Oli lubrificanti e dielettrici;
- Materiali e apparecchiature composite (quadri elettrici ed elettronici);
- Fanghi e acque da lavaggio (presumibilmente a basso grado di contaminazione);
- Materiali lapidei provenienti dalla demolizione delle strutture.

Per i metalli, la possibilità di recupero in fonderia è elevata e quindi se ne prevede la rivendita.

Le coibentazioni, i fanghi e parte dei materiali plastici saranno avviati a opportuno smaltimento / recupero.

I macchinari elettromeccanici, i quadri elettrici e altre apparecchiature simili sono soggetti agli andamenti di mercato in funzione della loro riutilizzabilità; verrà pertanto valutata la loro destinazione al momento della dismissione delle attività operative.

10.3.1.4 Attività di gestione e monitoraggio in fase di cantiere

La dismissione della Centrale costituisce un'attività che potenzialmente può generare degli impatti ambientali in quanto vengono messe a nudo componenti di impianto e pertanto è necessario disporre un'adeguata attività di controllo e monitoraggio per ridurre tale rischio.

Controllo dei rischi ambientali

Il controllo dei rischi ambientali consiste, principalmente, nell'evitare la migrazione dei contaminanti dalle zone in cui sono presenti all'ambiente esterno e quindi si realizzerà:

- un adeguato confinamento delle aree di lavoro in cui è possibile la dispersione di fibre ;
- la nebulizzazione di acqua nelle zone di demolizione o stoccaggio per evitare la dispersione di polveri o fibre;
- il confinamento perimetrale delle aree di lavoro in cui è possibile lo sversamento di liquidi (incluse acque meteoriche che dovessero cadere sulle aree di stoccaggio);
- l'opportuna collocazione delle aree di raccolta rifiuti/materiali di recupero e il loro frequente svuotamento;
- la raccolta e il collettamento delle acque meteoriche o di nebulizzazione e dei fluidi di lavaggio per il successivo trattamento in sito (mediante apposito impianto) o conferimento a impianto esterno; qualora – come previsto – si dovessero utilizzare le fognature esistenti si provvederà ad intercettare opportunamente i rami diretti verso altre zone del sito per evitare di esportare le sostanze presenti;
- l'eventuale installazione di barriere antirumore in prossimità delle aree di lavoro;
- la definizione di opportuni percorsi per il traffico dei mezzi di cantiere;
- la definizione di procedure efficaci di pronto intervento ambientale;
- la progettazione della sicurezza del cantiere con particolare valutazione delle interferenze con impianti e attività vicine.

Monitoraggio dei rischi per l'ambiente e per la salute dei lavoratori

Il monitoraggio ha la funzione di valutare l'efficacia dei presidi di controllo e delle modalità operative e di identificare tempestivamente eventuali emergenze o situazioni anomale. Saranno previsti quindi (per tutta la durata del cantiere):

- ispezioni delle aree di lavoro, dei pozzetti di raccolta delle acque, delle zone di stoccaggio, dei materiali per il pronto intervento;
- campionamenti delle acque di lavaggio o meteoriche e campionamenti nei pozzetti limitrofi;
- campionamenti in aria da postazioni fisse e mobili per le sostanze aerodisperse;
- eventuali verifiche fonometriche;
- formazione/informazione del personale coinvolto e definizione di un'efficace catena di comunicazione e pronto intervento;
- predisposizione della documentazione di legge relativa alla salute/sicurezza sui luoghi di lavoro.

10.3.1.5 Indagini ambientali successive alla demolizione

Nel corso della sua vita operativa, la Centrale sarà sottoposta a controlli ambientali per il mantenimento della Registrazione EMAS. Pertanto non sono da attendersi situazioni di peggioramento delle condizioni ambientali del sottosuolo da imputarsi al normale funzionamento della Centrale e quindi non dovrebbe sussistere la necessità di bonifiche ambientali.

Tuttavia, a conferma di quanto sopra riportato si prevede, al termine della vita della Centrale, una fase di indagine ambientale sui suoli e sulle acque di falda ed eventuale bonifica delle matrici ambientali interessate.

La fase di indagine sarà svolta al termine delle attività di demolizione delle strutture ed impianti fuori terra in modo da avere agevole accesso alla maggior parte delle aree.

Essa sarà svolta in conformità ai requisiti vigenti al momento dell'attività in materia di indagine ambientale. Anche le tecnologie utilizzate saranno conformi agli standard tecnici disponibili al momento dell'indagine stessa.

In prima ipotesi si prevede di eseguire:

- Una verifica storica della vita della Centrale per tracciare eventuali incidenti, sversamenti ecc (ancorché correttamente gestiti nella fase di messa in sicurezza) che possano aver dato origine ad impatti.
- Alcune perforazioni a carotaggio continuo per il prelievo di campioni di terreno a varie profondità e la successiva analisi chimica; le localizzazioni ed i composti da analizzare saranno definiti in funzione della ricerca storica suddetta e comunque in prossimità delle possibili eventuali sorgenti (quali linee interrato di raccolta olio trasformatori, vasche interrato, aree di carico/scarico, pozzetti, rete fognaria, ecc.).
- Eventuali ulteriori indagini (intrusive e non) che dovessero rendersi necessarie o utili a comprendere la natura dei fenomeni.

L'elaborazione dei risultati consentirà di determinare se vi sono delle aree in cui sono presenti delle contaminazioni ambientali e la loro estensione.

In funzione dei risultati ottenuti ed ai requisiti della normativa, si procederà all'eventuale Bonifica o Messa in Sicurezza permanente delle eventuali aree di impatto, prediligendo tecnologie *in-situ*, qualora compatibili con lo sviluppo dell'area

10.3.2 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.

10.3.3 Dismissione dell'Elettrodotta

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'elettrodotta;
- 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 SISTEMI DI MONITORAGGIO

Per la Centrale di Presenzano è prevista l'adozione di un sistema di monitoraggio che avrà lo scopo di:

- effettuare il controllo delle emissioni, valutare il rispetto dei limiti di norma ed intervenire tempestivamente sulle variabili di processo avendo come obiettivo la minimizzazione delle quantità di inquinanti emessi;
- valutare gli effetti delle emissioni, sull'ambiente e quindi identificare eventuali situazioni di "stress";
- creare un patrimonio di informazioni e dati utili nella gestione dell'impianto stesso e nell'ambito di attività di studio e ricerca;
- creare una offerta di lavoro indiretta (manutenzioni).

Nel presente capitolo vengono descritte le misure di gestione e controllo che verranno adottate in fase di esercizio dell'impianto, con particolare riferimento a:

- analisi degli effluenti (fumi);
- attività di monitoraggio ambientale.

L'analisi ed il controllo degli effluenti fa parte delle normali verifiche del funzionamento della Centrale. Il controllo analitico dei parametri monitorati rappresenta una verifica del buon funzionamento della Centrale. Infatti le deviazioni o superamenti dai valori standard possono essere connessi a funzionamenti anomali/guasti dei macchinari o da modificazioni di parametri attesi come input.

Le emissioni all'esterno della Centrale legate ai cicli tecnologici sono, come già indicato in precedenza, costituite essenzialmente dai fumi di combustione. L'impianto sarà dotato di un sistema di monitoraggio continuo delle emissioni dal camino della caldaia a recupero. Dato che è prevista la combustione di solo gas naturale, il sistema include sistemi di monitoraggio delle emissioni di ossidi di azoto (NOx), ossido di carbonio (CO) ed ossigeno (O2).

Le apparecchiature di misura saranno le più precise ed affidabili disponibili sul mercato e comunque del tipo approvato dalle norme di legge. La calibrazione, l'accuratezza e la linearità delle misure verranno certificati da appositi Enti autorizzati.

L'acquisizione e l'elaborazione delle misure effettuate verrà fatta per mezzo di un sistema automatico di supervisione dedicato e permetteranno al personale in sala controllo di valutare lo stato di funzionamento delle macchine, intervenendo, se necessario, per correggere i parametri di regolazione per ottimizzarne il funzionamento. Le misure saranno inoltre messe a disposizione delle Autorità competenti per i controlli di legge.

12 GESTIONE OPERATIVA DELLA CENTRALE

In questo paragrafo vengono presentate le modalità operative della centrale, durante la fase di avviamento e quella di normale funzionamento, considerando gli assetti "più probabili" in quanto il reale funzionamento della centrale sarà tale da cogliere le opportunità del mercato dell'energia elettrica (per un'esauritiva lettura degli acronimi riportati si faccia riferimento alla documentazione di progetto di cui al documento "Relazione Tecnica di Progetto").

12.1 AVVIAMENTO

L'energia elettrica per l'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale è derivata dal sistema a 380 kV attraverso il trasformatore elevatore T1 ed il trasformatore dei servizi ausiliari T1A.

Un sistema di avviamento statico derivato dalle sbarre a 6 kV consentirà il lancio dei turbogas, a valle del quale viene effettuato il parallelo con la RTN.

Il vapore per alimentare i servizi ausiliari della CTE (riscaldamento gas combustibili, alimentazione tenute TV, ecc.) verrà prodotto dal GVA alimentato con GN.

1

12.2 ASSETTO OPERATIVO CON RICHIESTA MASSIMA DI ENERGIA

Nelle ore in cui si verifica la richiesta massima di energia da parte della Rete Elettrica Nazionale la centrale si trova nello stato seguente:

- Entrambi i TG in funzionamento a carico massimo;
- TV in marcia a pressione variabile sull'ingresso AP e RHC e in controllo della pressione minima sull'ingresso BP per limitare ad un valore minimo la pressione del degasatore;
- turboalternatori G1 (GTG) e G2 (STG) in parallelo con la RTN;
- GVA fermo;
- Tutte le stazioni di bypass (AP/RHF, RHC/condensatore e BP/condensatore) in regolazione di pressione a monte pronte a intervenire automaticamente;
- interruttore di interfaccia RTN 380 kV chiuso;
- interruttori montanti generazione (sia lato AT che MT) chiusi;
- congiuntore quadro 6 kV aperto, interruttori di arrivo da T1A e T2A sul quadro 6 kV chiusi.

1

12.3 ASSETTO OPERATIVO CON MODESTA RICHIESTA DI ENERGIA

Nelle ore di modesta richiesta di energia da parte della Rete Elettrica Nazionale, la Centrale, se in marcia, può trovarsi in uno degli assetti seguenti:

- uno o due TG in funzionamento a carico base o preselezionato;
- TV in marcia a pressione variabile sull'ingresso AP e RHC (con limitazione ad un valore minimo) e in controllo della pressione minima sull'ingresso BP per limitare ad un valore minimo la pressione del degasatore;
- turboalternatori TG1 e/o TG2 e TV in parallelo con la RTN;
- GVA fermo;
- tutte le stazioni di bypass (AP/RHF, RHC/condensatore e BP/condensatore) in regolazione di pressione a monte pronte a intervenire automaticamente;
- interruttore di interfaccia RTN 380 kV chiuso;
- interruttori montanti generazione (sia lato AT che MT) chiusi;
- congiuntore quadro 6 kV aperto, interruttori di arrivo da T1A e T2A sul quadro 6 kV chiusi.

13 ANALISI DEI MALFUNZIONAMENTI E RISCHI

L'analisi dei malfunzionamenti e dei rischi derivanti da eventi incidentali è di seguito riportata:

- Generalità
- Possibili malfunzionamenti dell'impianto
- Protezioni contro il rilascio di sostanze potenzialmente dannose per l'ambiente

13.1 GENERALITÀ

L'impianto sarà progettato, costruito ed opererà nell'osservanza di tutte le leggi, ordinanze, regolamenti, codici, standards applicabili.

Il funzionamento dell'impianto è controllato dalla Sala Controllo Centralizzata e da ispezioni da parte del personale adeguatamente addestrato.

La strumentazione di cui è dotata la Sala Controllo mostra ed in parte registra in ogni istante le condizioni operative dell'impianto, in modo che ogni deviazione dalla normalità possa essere rilevata al suo insorgere e contromisure operative possano essere messe in atto.

Nell'eventualità di un malfunzionamento, il personale può intervenire nella misura in cui ciò non venga fatto automaticamente dai sistemi di controllo.

Per il funzionamento, la supervisione e la protezione dell'impianto sarà installato un sistema basato su microprocessori ad architettura distribuita di tipo avanzato. I manuali di uso e manutenzione saranno forniti dal costruttore dell'impianto e resi disponibili al personale.

Nella sala controllo infine saranno disponibili allarmi acustici e luminosi che segnaleranno malfunzionamenti, lo sviluppo dei quali sarà registrato.

13.2 POSSIBILI MALFUNZIONAMENTI DELL'IMPIANTO

I principali malfunzionamenti sono essenzialmente dovuti a:

- a. indisponibilità o avarie nelle forniture dei fluidi necessari al funzionamento;
- b. fermate o malfunzionamenti di componenti o sistemi d'impianto;
- c. transitori dovuti da aumenti di pressione e/o temperatura di vapore.

Nel seguito sono vengono descritte le loro principali caratteristiche e le conseguenze.

1

a) *Indisponibilità o avarie nelle* forniture dei fluidi necessari al funzionamento

L'esercizio della centrale richiede essenzialmente la fornitura di combustibile (gas naturale), acqua demineralizzata (di seguito "acqua demi") che si ottiene dal trattamento dell'acqua grezza, acqua di alimento caldaie, energia elettrica di servizio della centrale.

Nel caso di interruzione o di caduta di pressione di gas naturale la turbina a gas viene automaticamente arrestata e l'impianto è posto fuori servizio.

Nel caso, invece, dell'acqua demineralizzata, usata essenzialmente come acqua di reintegro del ciclo vapore per compensare le perdite dovute al blow-down, è prevista l'installazione di un impianto di produzione sufficiente a coprire il fabbisogno della centrale ed alimentato con acqua prelevata dal serbatoio di stoccaggio. L'acqua demi si ottiene dall'acqua grezza prelevata dai pozzi; l'eventuale mancanza può essere compensata mediante un'apposita riserva d'acqua stoccata in un apposito serbatoio.

L'impianto è dotato di un serbatoio di accumulo di acqua demi pertanto, in caso di completa indisponibilità dell'impianto di produzione, l'alimentazione all'impianto viene mantenuta dal serbatoio. La capacità del serbatoio di accumulo dell'acqua demineralizzata è di 2000 m³. Questa

riserva consente il funzionamento dell'impianto a piena potenza per circa 100 ore, in relazione allo stato di efficienza del condensatore ad aria.

Quando il livello dell'acqua nel serbatoio raggiunge il minimo ammissibile, un allarme avverte l'operatore e l'impianto deve essere fermato.

In funzionamento normale l'energia elettrica necessaria per l'alimentazione dei servizi di centrale è fornita direttamente dai generatori della centrale stessa.

Questa energia è prelevata mediante una connessione sul condotto sbarre principale e fornita attraverso un trasformatore alla rete di distribuzione di media tensione a 6 kV.

In caso di indisponibilità della rete esterna a 380 kV, il carico dei generatori viene rapidamente ridotto sino a quello richiesto dagli ausiliari di centrale per consentire, se possibile, un rapido ritorno alla normalità. In caso di mancanza totale di energia a corrente alternata, l'arresto in sicurezza dell'impianto è assicurato da un sistema in corrente continua e UPS alimentati da batterie e da un generatore diesel di emergenza.

Per l'avviamento della centrale è necessaria l'alimentazione della rete esterna senza la quale l'avviamento non è possibile.

b) Fermate o malfunzionamenti di componenti o sistemi d'impianto

I componenti principali d'impianto (turbine a gas, generatori, turbina a vapore, caldaie a recupero, inclusi i rispettivi ausiliari) sono protetti da dispositivi di sicurezza e da circuiti di protezione contro l'insorgere di condizioni operative non ammissibili o dalle conseguenze di avarie.

In quest'ottica le condizioni operative degli impianti principali, dei componenti critici, dei sistemi e dei componenti ausiliari sono continuamente monitorate. Ogni insorgere di condizioni potenzialmente dannose viene segnalato con anticipo sufficiente a consentire la messa in sicurezza dell'impianto da parte del personale operativo.

Di seguito sono elencati i criteri di monitoraggio sugli eventi critici per i principali componenti, che possano provocare l'intervento di segnalazioni di allarme ed eventualmente di arresto per l'impianto:

- Turbine a gas /Generatori:
 - Pressione gas combustibile,
 - Velocità di rotazione,
 - Temperatura gas di scarico,
 - Stabilità di fiamma,
 - Vibrazioni supporti cuscinetti,
 - Vibrazioni della macchina,
 - Sovravelocità,
 - Temperatura dei cuscinetti,
 - Pressione olio di lubrificazione,
 - Temperatura olio di lubrificazione,
 - Temperatura avvolgimenti generatore,
 - Protezioni elettriche generatore.

- Caldaie a recupero:
 - Pressione vapore,
 - Temperatura vapore,
 - Livello acqua nei corpi cilindrici.

- Turbina a vapore:
 - Velocità di rotazione,
 - Pressione vapore,
 - Temperature vapore,

- Vibrazioni supporti cuscinetti,
- Vibrazioni della macchina,
- Sovravelocità,
- Dilatazioni differenziali,
- Temperatura cuscinetti,
- Pressione olio lubrificazione,
- Temperatura olio lubrificazione,
- Vuoto al condensatore.

- Trasformatori
 - Temperatura olio,
 - Temperatura avvolgimenti,
 - Percentuale gas disciolti nell'olio,
 - Sovrappressioni olio,
 - Protezioni elettriche montanti trasformatore.

- □ Generali:
 - Perdite di gas combustibile;
 - Incendio ed esplosioni.

Per quanto riguarda eventuali possibili incendi od esplosioni, il Proponente segnala che la centrale termoelettrica di Presenzano non è un impianto a rischio rilevante.

In particolare, il caso di incendio di un trasformatore può avvenire sostanzialmente a seguito di una perdita di olio dal sistema di raffreddamento con la messa a nudo dei contatti. Il rilascio dell'olio potrebbe verificarsi a seguito di rottura delle parti ceramiche degli isolatori e rottura degli aerotermi, flange e tubazioni.

Le protezioni attive e passive previste sono: impianto di spegnimento ad acqua frazionata ad attivazione automatica tramite un'apposita rete di rilevazione a protezione dei trasformatori e con termofusibile (85°) e la vasca di raccolta olio dei trasformatori munita di sistemi rompifiamma a sifone.

c) Transitori dovuti da aumenti di pressione e/o temperatura del vapore

Per quanto riguarda eventuali aumenti della pressione e/o della temperatura del vapore, sistemi ed i componenti d'impianto sono protetti mediante le logiche del sistema di controllo in modo da essere messi fuori servizio prima che pressioni e temperature inammissibili vengano raggiunte. Inoltre, vengono installate valvole di sicurezza in modo da evitare di raggiungere pressioni inammissibili nei componenti in pressione dell'impianto.

13.3 PROTEZIONI CONTRO IL RILASCIO DI SOSTANZE POTENZIALMENTE DANNOSE PER L'AMBIENTE

Per il corretto funzionamento della centrale, è necessario che numerosi fluidi circolino nei sistemi d'impianto o vengano stoccati in appositi serbatoi/recipienti. Per i fluidi o le sostanze il cui rilascio possa provocare danni all'ambiente, vengono adottati idonei provvedimenti al fine di cercare di evitarne il rilascio o di ridurlo il più possibile.

Il gas naturale è fornito all'impianto mediante una condotta in pressione dalla SNAM Rete Gas. La pressione del gas viene ridotta dal valore di fornitura a quello richiesto per il funzionamento mediante un sistema di riduzione. Il sistema a valle è protetto da eventuali sovrappressioni da valvole di sicurezza che scaricano in atmosfera. Qualora la situazione che ha portato alla sovrappressione ed alla conseguente apertura delle valvole di sicurezza non venisse rapidamente

eliminata, il sistema può essere isolato mediante valvole motorizzate che consentono di limitare lo scarico di gas in atmosfera al minimo.

L'olio lubrificante è impiegato in notevoli quantità nell'impianto per la lubrificazione di turbine a gas, turbine a vapore, generatori elettrici. Per evitare il rilascio dell'olio nell'ambiente vengono adottate le seguenti misure:

- le casse olio di servizio delle macchine principali sono contenute in bacini stagni di capacità adeguata ad evitare che una rottura del serbatoio provochi fuoriuscite di olio;
- tutte le zone in cui possano verificarsi perdite di olio da sistemi di processo, quali pompe, valvole, tubazioni insistono su un pavimento impermeabile dotato di un sistema di drenaggi a pavimento;
- il sistema di drenaggio a pavimento di tutte le zone potenzialmente inquinate da olio è provvisto di vasche trappola per l'olio che impediscono trascinalamenti d'olio nella rete drenante;
- gli sfoghi aria dei serbatoi passano attraverso idonei separatori che impediscono di disperdere in atmosfera i vapori di olio.

I trasformatori principali della centrale (trasformatori elevatori e di unità) sono isolati mediante olio (olio per trasformatori), che separa gli avvolgimenti dall'involucro esterno. Per evitare che la rottura dell'involucro provochi la dispersione di questo olio nell'ambiente, nella fondazione di ogni trasformatore è ricavata una vasca di capacità adeguata a contenere tutto l'olio contenuto nel trasformatore stesso. La vasca è dotata delle connessioni necessarie per consentire lo svuotamento in sicurezza.

L'acido cloridrico è impiegato per la rigenerazione acida delle resine dell'impianto di produzione di acqua demineralizzata e per la neutralizzazione delle acque di scarico. Il serbatoio insiste su un bacino di contenimento in calcestruzzo protetto con resine antiacide. Il bacino ha capacità adeguata a contenere l'acido in caso di rottura del serbatoio. Il bacino è collegato direttamente con la vasca di neutralizzazione dell'impianto.

La soda caustica è impiegata per la rigenerazione basica delle resine dell'impianto di produzione dell'acqua demineralizzata e per la neutralizzazione delle acque di scarico. Il serbatoio insiste su un bacino di contenimento in calcestruzzo protetto da resine. Il bacino ha capacità adeguata a contenere la soda in caso di rottura del serbatoio. Il bacino è collegato direttamente con la vasca di neutralizzazione dell'impianto.

Le sostanze chimiche usate per il condizionamento dell'acqua di caldaia vengono fornite in forma di liquido concentrato in appositi contenitori. Queste sostanze vengono conservate in un magazzino. Per il dosaggio e l'iniezione in ciclo, l'impianto è dotato di un apposito sistema costituito da serbatoi di miscelazione e pompe di dosaggio. Le capacità in gioco sono molto ridotte. Tutto il sistema è sistemato in zone dotate di pavimenti antiacidi e con drenaggi direttamente collegati con apposite vasche di contenimento.

Per i chillers dell'impianto di condizionamento viene impiegato un gas compatibile con la normativa vigente.

14 RAPPRESENTAZIONE SINTETICA DEL PROGETTO

La seguente tabella riepiloga le principali caratteristiche della Centrale Termoelettrica di Presenzano e dell'ambiente circostante interessato.

1

PARAMETRO	UdM	VALORE
Dimensioni		
Superficie occupata dall'impianto	m ²	66,500
Area a verde esterne al perimetro	m ²	3,500
Volumetria edifici (caldaia esclusa)	m ³	120,000
Bilancio energetico dell'impianto		
Totale ore annue di funzionamento	ore	8170
Ore di fermata programmata e indisponibilità	ore	590
Potenza elettrica netta in postcombustione	MWe	N. A.
Rendimento globale netto in postcombustione	%	N. A.
Potenza elettrica netta a puro recupero	MWe	809
Rendimento globale netto a puro recupero	%	56.6
Usò risorse e pressioni ambientali		
Prelievo complessivo acque	m ³ /anno	75,000
Scarico reflui	m ³ /h	acqua meteorica
Portata fumi in postcombustione	m ³ /h	N. A.
Portata fumi a puro recupero	m ³ /h	2 x 2,616,723
Temperatura fumi in postcombustione	°C	N. A.
Temperatura fumi a puro recupero	°C	99
Velocità fumi all'uscita	m/s	21 ÷ 22
Altezza camino GVR (eliminato camino bypass)	m	50
Combustibile utilizzato		Gas naturale
Portata combustibile in postcombustione (pci di 8250 kcal/Smc)	Sm ³ /h	N. A.
Portata combustibile a puro recupero (pci di 8250 kcal/Smc)	Sm ³ /h	148,900
Input termico al TG	MWth	2 x 714.2
Input termico ai postcombustori	MWth	N. A.
Emissioni termiche camino in postcombustione	MWth	N. A.
Emissioni termiche camino a puro recupero	MWth	318
Emissioni termiche condensatore in postcombustione	MWth	N.A.
Emissioni termiche condensatore a puro recupero	MWth	451
Concentrazione massima nei fumi di CO	mg/Nm ³	30
Concentrazione massima nei fumi di NOx	mg/Nm ³	30
Concentrazione massima nei fumi di PST	mg/Nm ³	Trascurabili
Emissioni orarie CO in postcombustione	kg/h	N. A.
Emissioni orarie CO a puro recupero	kg/h	2 x 67.6
Emissioni orarie NOx in postcombustione	kg/h	N. A.
Emissioni orarie NOx a puro recupero	Kg/h	2 x 67.6
Emissioni orarie PST	kg/h	trascurabili
Emissioni annue CO	t/anno	1,117
Emissioni annue NOx	t/anno	1,117
Emissioni annue PST	t/anno	trascurabili
Opere Connesse		
Metanodotto	km	2.6
Elettrodotta	km	2.3
Tubazione scarico acque meteoriche al Rio Cattivo Tempo	km	1
Tempi		
Durata del cantiere	mesi	29

RIFERIMENTI

Centrale di Presenzano (CE), Relazione Tecnica di Progetto (Edison, 2008)

Elettrodotto 380 kV C.T.E. Presenzano – S.E. RTN Presenzano (Edison, 2008)

Metanodotto di collegamento nuova Centrale di Presenzano (Edison, 2008)

Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants (July 2006)

Reference Document on the application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems (December 2001)

Sito ufficiale Terna (www.terna.it)

APPENDICE 1

Edison S.p.A. sulla base dei suoi piani di sviluppo ha in progetto la realizzazione di una centrale termoelettrica, a gas metano, di potenza pari a circa 810 MWe, da localizzare nella Regione Campania. Questo progetto rientra nell'ambito di un programma di investimenti della società finalizzati a realizzare una significativa attività produttiva nel settore della produzione dell'energia elettrica.

La scelta di questa area, ed in particolare della Provincia di Caserta, è stata valutata anche con riferimento alla normativa regionale vigente ed, in particolare, è stato considerato come, in base a quanto riportato nella DGR n.469/04, tale zona rientrasse nella "macroarea costiera caratterizzata da un deficit energetico rilevante" (stimato di circa 2419 MWe al 2010) e pertanto una simile iniziativa trova giustificazione nel sopperire al fabbisogno energetico evidenziato.

In base a quanto sopra, Edison S.p.A. ha richiesto l'autorizzazione per la costruzione ed esercizio di una centrale termoelettrica da 800 MWe nel Comune di Orta di Atella (CE), autorizzata con decreto MAP n.012/2002 e conseguentemente inserita, insieme alle altre iniziative di centrali termoelettriche autorizzate, nella normativa regionale all'interno degli scenari di riferimento futuri.

Successivamente, a seguito di una serie di circostanze non prevedibili e di mutate scelte aziendali, la società ha valutato la possibilità di delocalizzare, nell'ambito della stessa macroarea, la potenza elettrica autorizzata conformemente alle:

- Linee Guida del Piano Energetico Regionale della Campania DGR n. 4818/02, integrate dalla DGR 3533/03, recanti la stima della produzione di energia elettrica nell'ambito della macroarea costiera e la capacità della rete a sostenere la produzione di energia elettrica,
- Linee di Indirizzo Strategico per il Piano Energetico Ambientale della Regione Campania approvate con DGR n.962/08.

Edison S.p.A. ha quindi individuato nel sito di Presenzano, in Provincia di Caserta, e pertanto facente parte della medesima macroarea costiera, il sito ottimale ove sviluppare il nuovo progetto di centrale termoelettrica, trasferendo sullo stesso la potenza elettrica già autorizzata per il progetto di Orta di Atella.

APPENDICE 2

Edison Spa

Sede Legale
Foro Buonaparte, 31
20121 Milano
Tel. +39 02 6222.1Spett.le
Regione Campania
Assessorato Agricoltura e Attività Produttive
Centro Direzionale Isola A6
80143 NAPOLI*c.a. Egregio Assessore dr. Andrea Cozzolino*Milano, 19 settembre 2008
Prot. N. 08/08 MS/ms**Oggetto: CTE Orta di Atella (CE). Procedimento di delocalizzazione di potenza già autorizzata ad altro impianto nella medesima macro-area regionale.**

Con riferimento al progetto di impianto termoelettrico della potenza di 800 MWe, previsto in località Orta di Atella (CE), autorizzato con Decreto del MSE n. 012/2002 del 29 luglio 2002, si osserva quanto segue.

Una serie di circostanze non prevedibili hanno indotto la scrivente Edison S.p.A. a riconsiderare la localizzazione del progetto in esame, in origine individuata nel territorio comunale di Orta di Atella.

Come noto detto progetto è stato oggetto di un immotivato e aprioristico duplice diniego da parte dell'amministrazione comunale, a valle dell'ottenimento del decreto sopraccitato, opposizione che ha condotto la scrivente, suo malgrado, a ricorrere alla tutela del giudice amministrativo. La vicenda giudiziale si è conclusa con sentenza del Tribunale Amministrativo Regionale per la Campania, sezione di Napoli, n. 7361 del 4 luglio 2007, che accogliendo il ricorso proposto dalla Società, ha condannato il Comune al risarcimento del danno derivante dalla mancata realizzazione dell'iniziativa energetica.

La progettata centrale, autorizzata dai competenti Ministeri, era stata espressamente identificata dalla Regione quale impianto destinato a sopperire al fabbisogno energetico della «macro area costiera caratterizzata da un deficit energetico rilevante (stimato in circa 2419 MWe al 2010)»; che quindi giustificava e rendeva necessaria la realizzazione del progetto della scrivente (DGR n. 469/2004).

Conformemente alle Linee Guida del Piano Energetico Regionale della Campania, recanti la stima della produzione di energia elettrica nell'ambito della macroarea costiera e la capacità della rete a sostenere la produzione di energia elettrica, la scrivente, in merito alle richiamate vicende giudiziarie che l'hanno opposta al comune di Orta di Atella, ha quindi individuato nel sito di Presenzano, parimenti

F

SIA CTE 810 MW Presenzano (CE)



e

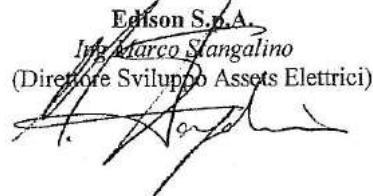
ubicato in provincia di Caserta e pertanto facente parte della medesima macroarea costiera, l'area ottimale ove sviluppare un nuovo progetto di centrale termoelettrica, trasferendo sullo stesso la potenza elettrica già autorizzata per il progetto di Orta di Atella.

Posto quanto sopra, resta inteso che l'impegno della Scrivente al trasferimento della potenza già autorizzata per Orta di Atella al sito di Presenzano è subordinato al rilascio da parte del Vostro Assessorato dell'assenso all'Intesa programmatica regionale necessaria per il completamento dell'iter autorizzativo ai sensi dell'art. 1, comma 2, della l. n. 55/2002 e alla favorevole conclusione del procedimento di autorizzazione all'installazione e all'esercizio del nuovo impianto di Presenzano da parte del Ministero dello Sviluppo Economico ai sensi della citata l. n. 55/2002.

Si precisa infine che la presente comunicazione non equivale né può essere intesa quale rinuncia, neppure parziale e/o condizionata, alle azioni già intraprese, necessarie a garantire la miglior tutela dei diritti e degli interessi legittimi della scrivente Società.

Distinti saluti.

Edison S.p.A.
Ing. Marco Stangalino
(Direttore Sviluppo Assets Elettrici)



APPENDICE 3

Giunta Regionale della Campania



L'Assessore
all'Agricoltura e alle Attività Produttive

Prot. n. 3276/SP
Del 3/11/08

Spett.le EDISON S.p.A.
Direttore Sviluppo Assets Elettrici
Ing. Marco Stangalino
foro Bonaparte ,n. 31
20121 MILANO

OGGETTO: Delocalizzazione di potenza termoelettrica già autorizzata nella medesima macro-area regionale.
Riferimento nota prot. n. 08/08 MS/ms del 19 settembre 2008

Egregio Ing.

a riscontro della nota con riferimenti in oggetto ed acquisita al protocollo dell'Assessorato in data 25 settembre 2008 col n. 2833, nel prendere atto del persistere delle difficoltà di cantierabilità dell'impianto termoelettrico già autorizzato dai competenti Ministeri nel Comune di Orta di Atella (CE), si esprime apprezzamento per lo sforzo imprenditoriale annunciato di voler comunque investire sul territorio regionale con una significativa attività produttiva nel settore delle produzioni dell'energia elettrica.

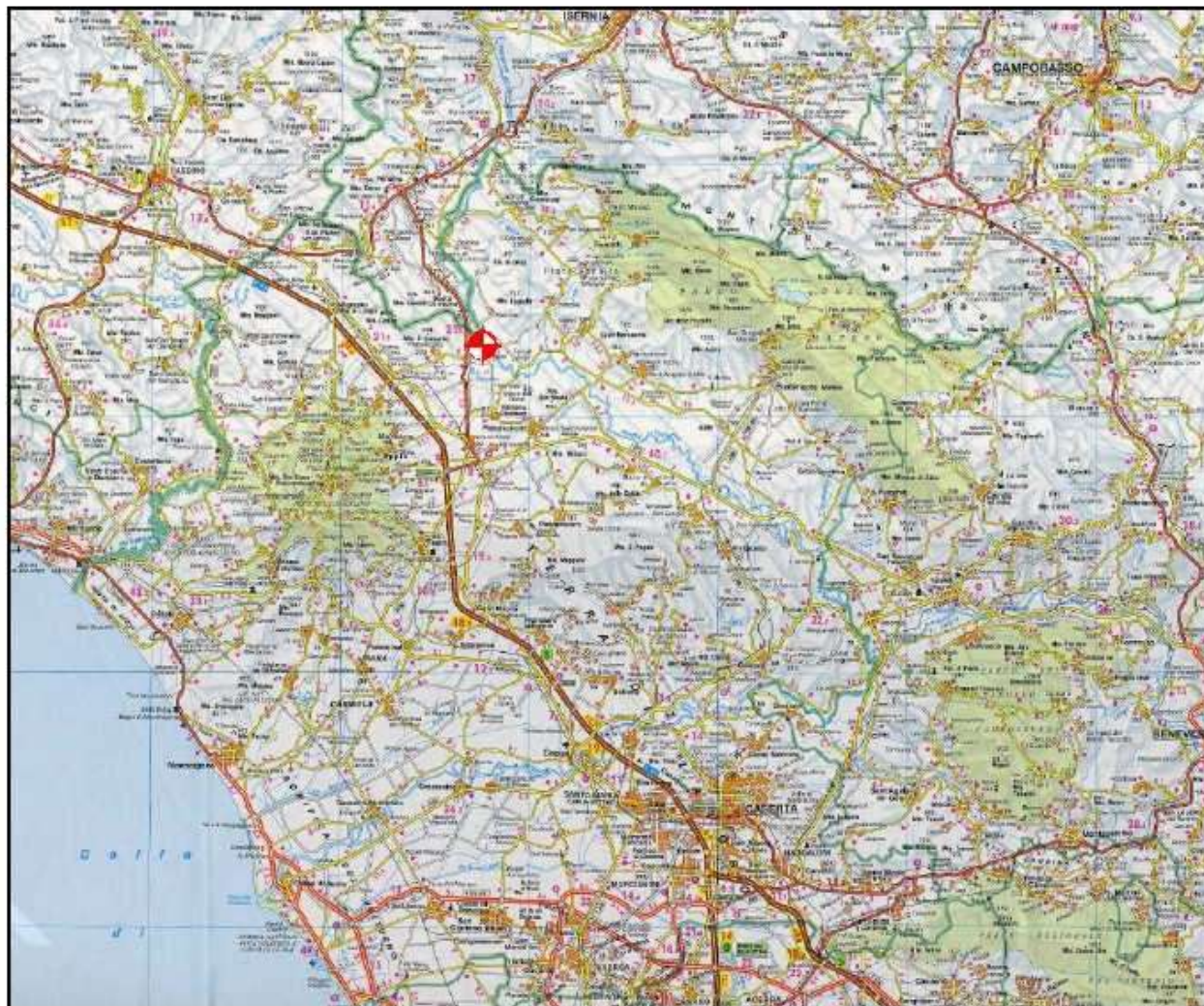
Nel merito e dal punto di vista esclusivamente energetico è lineare osservare che la delocalizzazione nell'ambito della stessa macro-area della programmata potenza non determina mutamenti alle previsioni di incremento delle produzioni da termoelettrico, previste dalla DGR 4818/02, così come Integrata dalla DGR 3533/03 e, da ultimo, delle Linee di indirizzo strategico per il Piano Energetico Ambientale della Regione Campania, approvate, nell'ambito dell'aggiornamento annuale del PASER, con DGR n 962 del 30/05/2008, a compensazione del deficit energetico stimato per la stessa macro-area.

Tale osservazione, comunque, non vanifica la necessità per la Società di doversi dotare della prevista autorizzazione a costruire ed esercire l'impianto, nell'ambito del cui procedimento, di competenza del Ministero dello Sviluppo Economico, l'Amministrazione Regionale si riserva, sulla scorta di proprie ulteriori puntuali valutazioni in merito agli aspetti ambientali nonché di una condivisione dell'iniziativa imprenditoriale da parte degli Enti coinvolti nel procedimento stesso, di formalizzare l'intesa prevista dalla Legge 55/02 e successive modifiche ed integrazioni.

Andrea Cozzolino



80143 NAPOLI - Centro Direzionale Isola A/6 - Tel. 081.7966800 - 6815 - 6826 - Fax 081.7966816
e-mail: as.cozzolino@regione.campania.it



LEGENDA

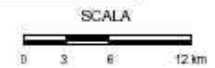


Fig. 1.1 Localizzazione della Centrale – Fonte Edison

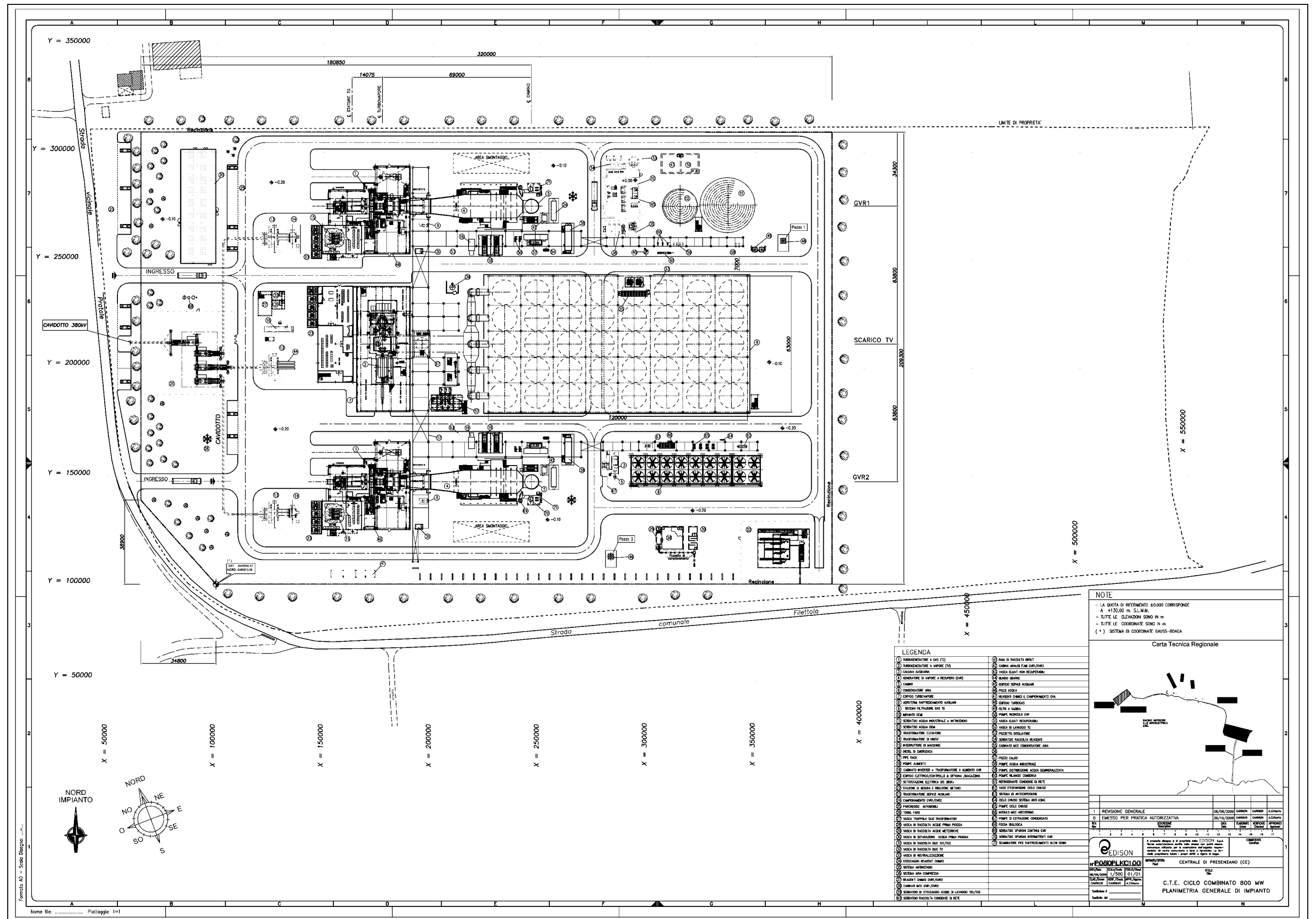


Fig. 2.1.1 Planimetria della Centrale (Fonte Edison, 2009)

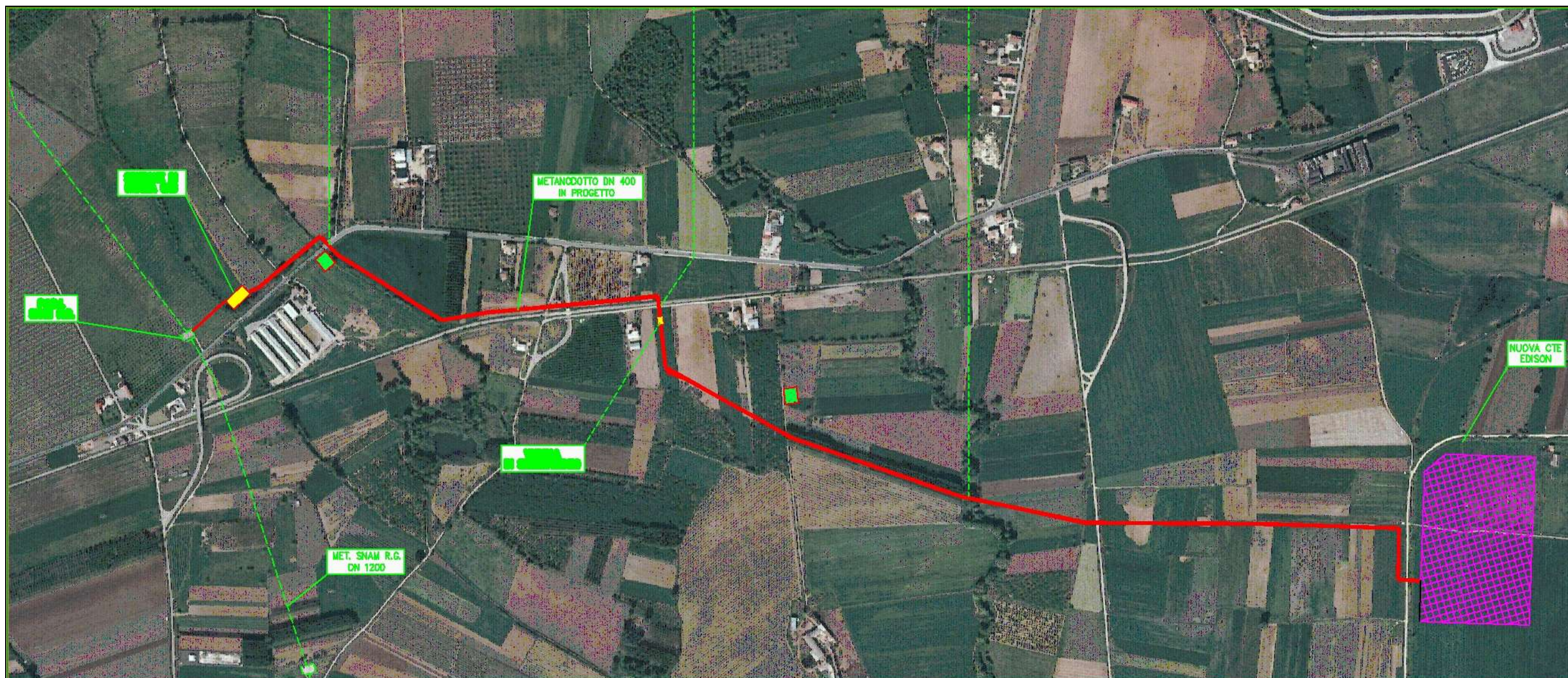


Fig.7.1.1 Tracciato metanodotto (Fonte Edison, 2009)

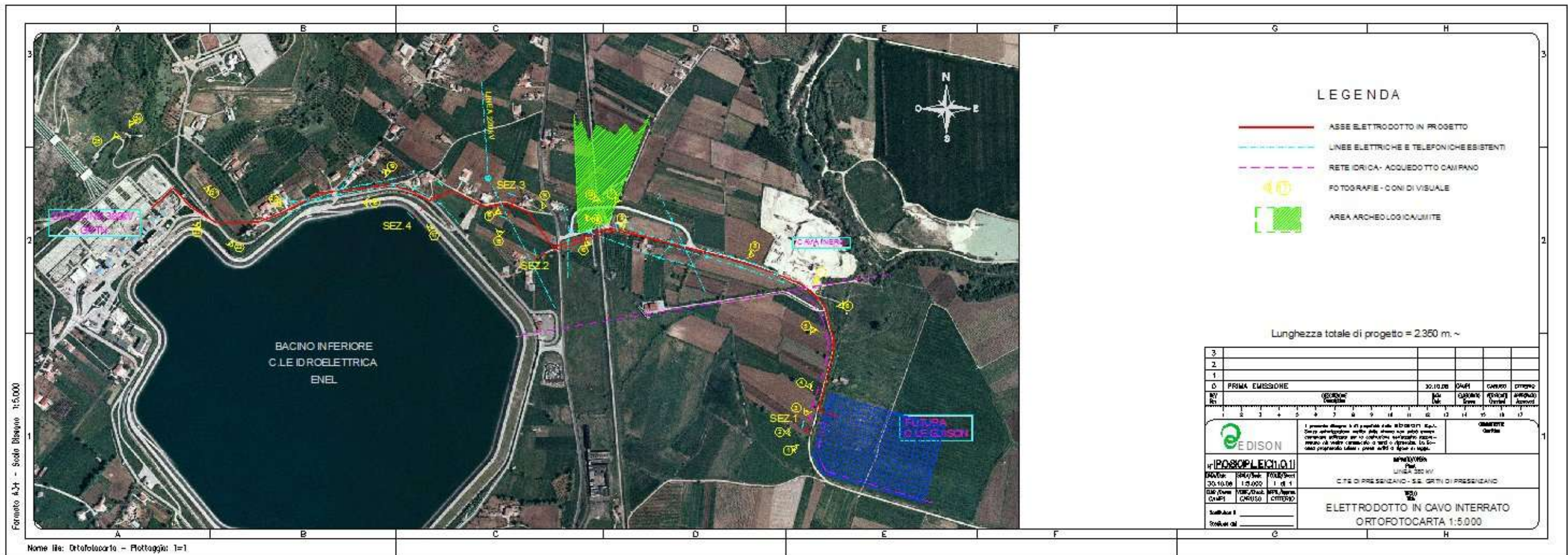


Fig.7.2.1 Tracciato elettrodotto (fonte Edison, 2009)

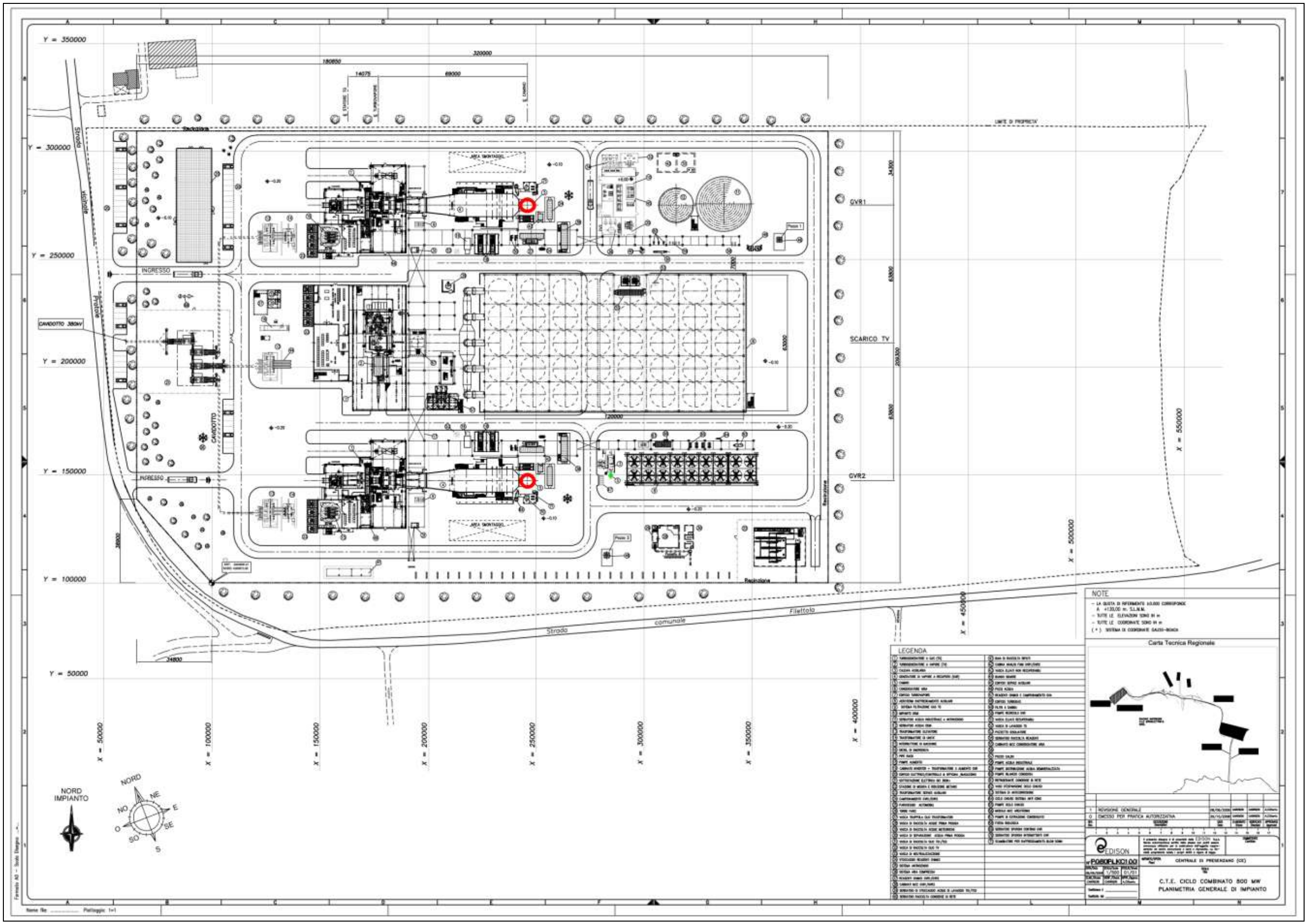


Fig. 9.1.2.1 Localizzazione dei punti di emissione primaria in atmosfera (Edison 2009)

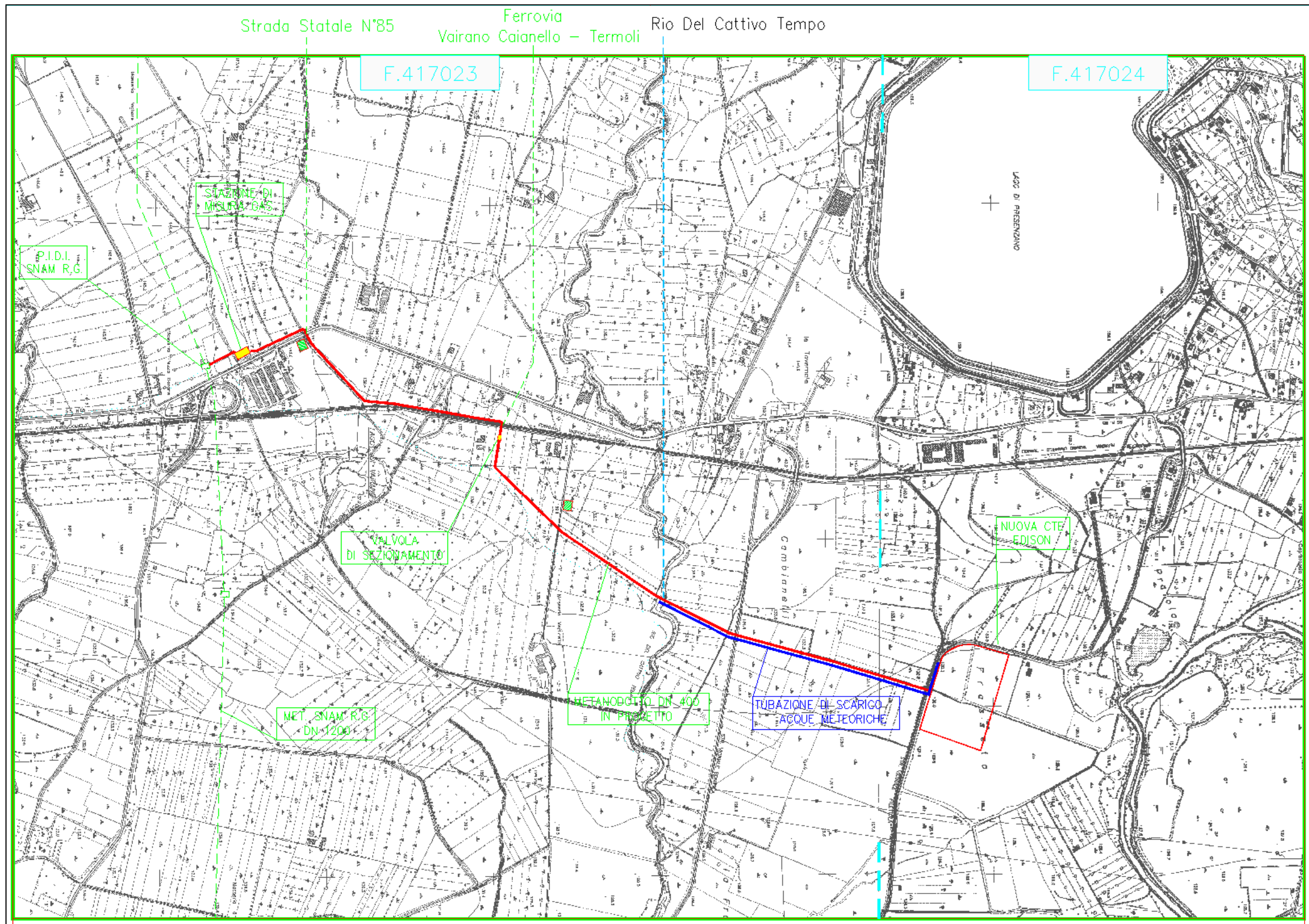


Fig. 9.4.2.1 Condotta e Scarico nel Rio del Cattivo Tempo (fonte Edison, 2009)