

ASM Brescia S.p.A.



**Progetto di Riqualificazione
della Centrale del
Teleriscaldamento
Lamarmora**

**Studio di Impatto
Ambientale
Quadro di Riferimento
Progettuale**



ASM Brescia S.p.A.



**Progetto di Riqualificazione
della Centrale del
Teleriscaldamento
Lamarmora**

**Studio di Impatto
Ambientale
Quadro di Riferimento
Progettuale**

Preparato da	Firma	Data
Alessandra Cargioli	<u>Alessandra Cargioli</u>	<u>20/12/2005</u>
Verificato da	Firma	Data
Paola Rentocchini	<u>Paola Rentocchini</u>	<u>20/12/2005</u>
Approvato da	Firma	Data
Marco G. Cremonini	<u>Marco Cremonini</u>	<u>20/12/2005</u>

Rev.	Descrizione	Preparato da	Verificato da	Approvato da	Data
0	Emissione Finale	AC	PAR	MGC	Dicembre 2005

Nota:

Nel presente volume il separatore decimale è rappresentato con un punto (.) il separatore delle migliaia è rappresentato da una virgola (,).

INDICE

	<u>Pagina</u>
ELENCO DELLE TABELLE	VI
ELENCO DELLE FIGURE	VII
1 INTRODUZIONE	1
2 CARATTERISTICHE GENERALI DELL'OPERA A PROGETTO	4
2.1 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO	4
2.2 NATURA DEI SERVIZI OFFERTI	11
2.3 LOCALIZZAZIONE E CARATTERISTICHE GENERALI DELLE NUOVE OPERE	12
2.4 DEMOLIZIONI E MODIFICHE AD IMPIANTI ESISTENTI	14
3 SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE	16
3.1 BILANCIO ENERGETICO NAZIONALE (DATI GRTN)	16
3.2 RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE NAZIONALE	20
3.3 DOMANDA E OFFERTA DI GAS IN ITALIA	20
3.4 RETE DI DISTRIBUZIONE DEL GAS	24
4 SITUAZIONE ENERGETICA REGIONALE	25
4.1 DOMANDA ED OFFERTA DI ENERGIA	25
4.1.1 Domanda di Energia	25
4.1.2 Struttura dell'Offerta di Energia	27
4.1.3 Domanda ed Offerta di Energia a Livello Provinciale	29
4.2 PREVISIONI FUTURE	31
4.2.1 Considerazioni Generali	31
4.2.2 Previsioni ENEA	32
4.2.3 Previsioni del GRTN e della Regione Lombardia	34
4.2.4 Sintesi delle Previsioni	35
5 BILANCI ENERGETICI COMUNALI	38
5.1 DOMANDA E OFFERTA DI ENERGIA	38
5.1.1 Energia Elettrica	38
5.1.2 Energia Termica	41
5.1.3 Dati di Sintesi	46
5.2 PREVISIONI FUTURE	48
5.2.1 Energia Elettrica	48
5.2.2 Energia Termica	48
5.3 SCENARI DI COPERTURA DEL FABBISOGNO ENERGETICO	49
6 L'APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO A BRESCIA	51
6.1 TELERISCALDAMENTO	51
6.1.1 Caratteristiche Generali dei Sistemi di Teleriscaldamento	51
6.1.2 Sistema di Teleriscaldamento di Brescia	54

**INDICE
(Continuazione)**

	<u>Pagina</u>	
6.2	CENTRALI DI COGENERAZIONE E CALDAIE SEMPLICI	57
6.2.1	Termoutilizzatore	59
6.2.2	Centrale Lamarmora	59
6.2.3	Centrale Nord	60
6.3	FUNZIONAMENTO DEL SISTEMA	60
6.3.1	Modalità di Funzionamento Attuale	60
6.3.2	Modalità di Funzionamento degli Impianti nello Scenario di Progetto	63
6.4	SISTEMA DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS	64
6.5	USO DELLE FONTI ENERGETICHE FOSSILI E RINNOVABILI	64
7	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO ESISTENTE	66
7.1	CARATTERISTICHE GENERALI E UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	66
7.2	DESCRIZIONE DI DETTAGLIO DELLA CENTRALE	67
7.2.1	Fasi di Sviluppo Impiantistico	67
7.2.2	Caratteristiche Tecniche Principali	68
7.2.3	Dati Tecnici dei Singoli Gruppi	69
7.2.4	Produzione di Energia Elettrica e Termica	71
7.2.5	Combustibili Utilizzati	72
7.3	ASPETTI AMBIENTALI	74
7.3.1	Sistemi di Gestione Ambientale, Certificazione ISO14001 e Registrazione EMAS	74
7.3.2	Emissioni in Atmosfera	75
7.3.3	Uso e Smaltimento delle Acque	82
7.3.4	Produzione di Rifiuti Solidi	87
7.3.5	Consumo di Materie Prime ed Energia	89
7.3.6	Rumore	92
7.3.7	Traffico Indotto	93
8	DESCRIZIONE DEL PROGETTO DI RISTRUTTURAZIONE	94
8.1	NUOVO IMPIANTO A CICLO COMBINATO	96
8.1.1	Caratteristiche Generali dell'Impianto	96
8.1.2	Modalità di Funzionamento dell'Impianto	100
8.1.3	Prestazioni dell'Impianto	101
8.1.4	Descrizione delle Principali Componenti dell'Impianto	102
8.1.5	Sottostazione 380 kV	109
8.1.6	Caldaia a Recupero (GVR)	109
8.1.7	Sistemi Vapore, Condensato ed Acqua Alimento	113
8.1.8	Sistema Gas Combustibile	117
8.1.9	Sistema di Condensazione	119
8.1.10	Impianto di Teleriscaldamento	123
8.1.11	Sistema di Raffreddamento Ausiliario	124
8.1.12	Sistema Aria Compressa Strumenti e Servizi	125
8.1.13	Sistema Antincendio	126
8.1.14	Sistemi di Trattamento delle Acque	127
8.1.15	Ventilazione e Condizionamento	130
8.1.16	Sistemi ed Apparecchiature Elettriche	131

**INDICE
(Continuazione)**

	<u>Pagina</u>	
8.1.17	Strumentazione, Controllo, Automazione	133
8.1.18	Opere Civili	135
8.1.19	Progetto Architettonico e Sistemazione a Verde	138
8.2	INSTALLAZIONE SISTEMA DeNOx SCR SULLA CALDAIA GRUPPO 3	139
8.2.1	Motivazioni dell'Intervento	139
8.2.2	Caratteristiche dell'Intervento	140
8.2.3	Principali Parametri di Esercizio	145
8.3	CARATTERISTICHE DELLE OPERE CONNESSE	145
8.3.1	Elettrodotto in Cavo	146
8.3.2	Metanodotto	153
9	TEMPI E FASI DEL PROGETTO	158
9.1	RISTRUTTURAZIONE DELLA CENTRALE	158
9.1.1	Progettazione di Base ed Esecutiva	159
9.1.2	Attività di Costruzione dei Nuovi Impianti	159
9.1.3	Pre-Avviamento ed Avviamento dei Nuovi Impianti	161
9.2	REALIZZAZIONE DELLE OPERE CONNESSE	163
9.2.1	Costruzione e Collaudo dell'Elettrodotto	163
9.2.2	Costruzione e Collaudo del Metanodotto	166
10	INTERAZIONI CON L'AMBIENTE IN FASE DI REALIZZAZIONE	174
10.1	EMISSIONI IN ATMOSFERA	174
10.2	EMISSIONI SONORE	175
10.3	PRELIEVI IDRICI	175
10.4	SCARICHI IDRICI	176
10.5	MANODOPERA IMPIEGATA PER LA COSTRUZIONE	176
10.6	AREE DI CANTIERE	177
10.7	MATERIALI DA COSTRUZIONE	177
10.8	MATERIALI DI DEMOLIZIONE E MOVIMENTI TERRA	177
10.9	PRODUZIONE DI RIFIUTI	178
10.10	TRAFFICO	178
10.10.1	Mezzi di Cantiere	178
10.10.2	Traffico su Strada	179
11	BILANCI ENERGETICI ED AMBIENTALI IN FASE DI ESERCIZIO	181
11.1	ENERGIA PRODOTTA	181
11.1.1	Situazione Ante Operam	181
11.1.2	Situazione Post Operam	183
11.1.3	Confronto Ante Operam/ Post Operam	185
11.2	EMISSIONI IN ATMOSFERA	186
11.2.1	Situazione Ante Operam	186
11.2.2	Situazione Post Operam	187

**INDICE
(Continuazione)**

	<u>Pagina</u>
11.2.3 Confronto Ante Operam/ Post Operam	188
11.2.4 Anidride Carbonica Evitata e Risparmio Energetico	191
11.3 EMISSIONI SONORE	192
11.3.1 Situazione Ante Operam	192
11.3.2 Situazione Post Operam	193
11.4 PRELIEVI IDRICI	194
11.4.1 Situazione Ante Operam	194
11.4.2 Situazione Post Operam	195
11.4.3 Confronto Ante/Post Operam	196
11.5 SCARICHI IDRICI	197
11.5.1 Situazione Ante Operam	197
11.5.2 Situazione Post Operam	198
11.5.3 Confronto Ante/Post Operam	200
11.6 CONSUMI E MATERIE PRIME	201
11.6.1 Situazione Ante Operam	201
11.6.2 Situazione Post Operam	202
11.6.3 Confronto Ante/Post Operam	203
11.7 PRODUZIONE DI RIFIUTI	203
11.7.1 Situazione Ante Operam	203
11.7.2 Situazione Post Operam	205
11.7.3 Confronto Ante/Post Operam	206
11.8 TRAFFICO	206
11.8.1 Situazione Ante Operam	206
11.8.2 Situazione Post Operam	207
11.8.3 Confronto Ante/Post Operam	207
12 PROVVEDIMENTI PROGETTUALI PER LA MITIGAZIONE DELL'IMPATTO	209
12.1 MISURE DI OTTIMIZZAZIONE E CONTENIMENTO DEGLI IMPATTI	209
12.1.1 Sistemi di Contenimento delle Emissioni di Inquinanti in Atmosfera	210
12.1.2 Contenimento delle Emissioni Sonore e delle Vibrazioni	210
12.1.3 Contenimento dell'Inquinamento Luminoso	211
12.1.4 Ottimizzazione del Progetto Architettonico	211
12.1.5 Sistemi per la Prevenzione della Contaminazione del Terreno	211
12.2 BONIFICA E RIPRISTINO AMBIENTALE A FINE ESERCIZIO	215
12.2.1 Dismissione della Centrale	215
12.2.2 Dismissione dell'Elettrodotto	216
12.2.3 Dismissione del Metanodotto	217
13 GESTIONE DELLE EMERGENZE	218
13.1 GENERALITÀ	218
13.2 NUOVO IMPIANTO A CICLO COMBINATO	219
14 SINTESI DEL PROGETTO	223

**INDICE
(Continuazione)**

RIFERIMENTI

TABELLE

FIGURE

**APPENDICE A: NORMATIVA NAZIONALE E REGIONALE (LOMBARDIA) DI RIFERIMENTO IN
MATERIA AMBIENTALE**

ELENCO DELLE TABELLE

<u>Tabella No.</u>	<u>Titolo</u>
3.1	Consumi Nazionali di Energia Elettrica per Classe di Attività
8.1	Analisi Pozzo Lamarmora 1 (Periodo 1999-2003)
8.2	Principali Parametri Caratteristici dell'Acqua Potabile

ELENCO DELLE FIGURE

<u>Figura No.</u>	<u>Titolo</u>
1.1	Inquadramento Territoriale
1.2	Localizzazione della Centrale
2.1	Planimetria di Progetto
2.2	Demolizioni e Modifiche
3.1	Rete Elettrica Italiana al 31 Dicembre 2003
3.2	Dettaglio della Rete Elettrica per l'area in esame
3.3	Rete Nazionale dei Metanodotti di Trasporto al 1 Ottobre 2004
3.4	Dettaglio della Rete Nazionale dei Metanodotti di Trasporto al 1 Ottobre 2004
6.1	Rete Teleriscaldamento Brescia
7.1	Planimetria Generale della Centrale, Stato Attuale
7.2	Configurazione Impiantistica della Centrale, Stato Attuale
7.3	Riprese Fotografiche dell'Impianto
7.4	Riprese Fotografiche dell'Impianto
7.5	Schema Sintesi Attività Centrale Lamarmora, Stato Attuale
7.6	Layout Depurazione Fumi e Sistemi di Monitoraggio, Stato Attuale
7.7	Planimetria Generale dei Recapiti in Corpo Idrico Superficiale
7.8	Schema di Funzionamento Depuratore Acque Reflue Esistente
8.1	Pianta e Sezione Tecnica del Nuovo Impianto
8.2	Prelievi e Scarichi Idrici per Nuovo Ciclo Combinato
8.3	Schema Generale Impianto Elettrico di Progetto

**ELENCO DELLE FIGURE
(Continuazione)**

- 8.4 Progetto Architettonico, Sezione Trasversale
- 8.5 Inserimento DeNOx sulla Linea Fumi Gruppo 3, Confronto Ante e Post Operam
- 8.6 Nuovi Collegamenti, Tracciati di Progetto
- 8.7 Elettrodotto in Cavo, Tracciato di Progetto e Alternative
- 11.1 Situazione Ante Operam, Principali Flussi in Ingresso e in Uscita
- 11.2 Situazione Post Operam, Principali Flussi in Ingresso e in Uscita
- 11.3 Ubicazione delle Sorgenti Acustiche
- 11.4 Bilancio Idrico Annuale della Centrale, Situazione Ante Operam
- 11.5 Bilancio Idrico Annuale della Centrale, Situazione Post Operam

**RAPPORTO
STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE
PROGETTO DI RIQUALIFICAZIONE DELLA CENTRALE DEL
TELERISCALDAMENTO LAMARMORA**

1 INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce il **Quadro di Riferimento Progettuale**, sviluppato secondo quanto prescritto dall'Articolo 4 del DPCM 27 Dicembre 1988, per il progetto di ristrutturazione della Centrale di Cogenerazione Lamarmora (nel seguito Centrale), ubicata nel Comune di Brescia (si vedano le Figure 1.1 e 1.2).

Il progetto di ristrutturazione proposto consiste nell'installazione di un nuovo gruppo di cogenerazione con ciclo combinato gas-vapore (CCGT - Combined Cycle Gas Turbine) tale da consentire la produzione di circa 250 MWt per il teleriscaldamento e 330 MWe. Tale gruppo verrà a sostituire i gruppi 1 e 2 (attualmente alimentati con gas naturale o olio combustibile denso – OCD), che verranno passati a riserva per la sola produzione di calore in emergenza (utilizzando di norma gas naturale). E' prevista inoltre l'installazione di un opportuno sistema DeNO_x sul Gruppo 3 al fine di ridurre le emissioni di NO_x a valori inferiori ai limiti della DGR No. VII/6501 del 19 Ottobre 2001 (ASM Brescia S.p.A., 2004).

Il progetto di ristrutturazione della Centrale comporta inoltre la realizzazione delle seguenti opere funzionali al collegamento con le reti nazionali elettrica e del gas, oggetto del presente studio:

- realizzazione di un tratto di elettrodotta in cavo, di collegamento tra la Centrale e la stazione elettrica Flero, di circa 4.8 km di lunghezza, ubicato a Sud rispetto al centro cittadino all'interno del territorio comunale di Brescia;
- realizzazione di un nuovo tratto di metanodotto di lunghezza pari a 4.2 km, DN 500 mm (20"), ubicato anch'esso a Sud rispetto al centro cittadino, integralmente in territorio comunale di Brescia. Tale opera si stacca dal metanodotto SNAM Rete Gas in progetto denominato "Potenziamento Carpenedolo-Nave DN 500-75 bar" in corrispondenza dell'impianto PIDI punto terminale del 1° tratto.

L'impianto sarà inoltre collegato alla rete di teleriscaldamento di ASM Brescia.

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

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

In particolare l'articolazione del presente rapporto è la seguente:

- il Capitolo 2 presenta le caratteristiche generali dell'intervento in studio, la natura dei servizi offerti e specifica la localizzazione delle nuove opere all'interno dell'impianto esistente;
- il Capitolo 3 descrive il quadro di riferimento del settore energetico a livello nazionale;
- il Capitolo 4 descrive il quadro del settore energetico a livello regionale, con riferimento sia allo stato attuale, sia alle prospettive al 2010;
- il Capitolo 5 descrive il quadro del settore energetico a livello comunale, con particolare riferimento all'analisi dei fabbisogni energetici attuali ed alla stima di quelli futuri;
- nel Capitolo 6 è descritto il sistema di produzione di energia elettrica e termica della Città di Brescia;
- il Capitolo 7 descrive le caratteristiche dell'impianto esistente, con particolare riferimento agli aspetti ambientali più rilevanti;
- il Capitolo 8 descrive il progetto di ristrutturazione della Centrale;
- nel Capitolo 9 vengono descritte le attività di cantiere con riferimento ai tempi ed alle fasi del progetto;
- nel Capitolo 10 vengono descritte le interazioni con l'ambiente in fase di realizzazione del progetto;
- nel Capitolo 11 vengono riportati i bilanci energetici ed ambientali della Centrale nella situazione "ante operam" ed in quella "post operam";
- nel Capitolo 12 vengono descritti i sistemi di monitoraggio e salvaguardia ambientale adottati nell'impianto e le operazioni di decommissioning previste;

- nel Capitolo 13 viene riportata la descrizione del sistema di gestione delle emergenze dell'impianto;
- il Capitolo 14, infine, riassume sinteticamente i dati relativi alla Centrale (nella configurazione attuale ed in quella futura).

Le informazioni e i dati di progetto riportati nel presente rapporto fanno esplicito riferimento al Progetto di Base di Riqualficazione della Centrale di Teleriscaldamento Lamarmora ASM Brescia S.p.A. e relativi allegati (ASM Brescia S.p.A., 2005b).

Il progetto dell'elettrodotto in cavo è stato sviluppato da Retrasm S.r.l. (società del gruppo ASM Brescia) e costituisce l'Allegato 2.3.1 al Progetto di Base (ASM Brescia S.p.A., 2005b) mentre il progetto del metanodotto è stato sviluppato da SNAM Rete Gas e costituisce l'Allegato 2.4.1 al Progetto di Base (ASM Brescia S.p.A., 2005b).

In Appendice A viene presentato l'elenco, per argomento, delle norme e disposizioni relative alla salvaguardia e tutela dell'ambiente e alla protezione della popolazione, applicabili al progetto.

2 CARATTERISTICHE GENERALI DELL'OPERA A PROGETTO

Il progetto di ristrutturazione della Centrale Lamarmora prevede:

- l'installazione di una nuova unità a ciclo combinato cogenerativo (CCGT-Combined Cycle Gas Turbine), tale da produrre circa 250 MWt per il teleriscaldamento e 330 MWe;
- la dismissione degli esistenti turboalternatori 1 e 2 ed il passaggio a riserva della caldaia 1 e della caldaia 2 per la produzione di calore in emergenza per la rete del teleriscaldamento, con alimentazione di norma a gas naturale;
- l'installazione di un sistema DeNOx SCR sull'esistente caldaia 3 (caldaia policombustibile);
- la demolizione dei due camini esistenti e riconvogliamento dei fumi delle esistenti caldaie nel nuovo camino a condotti multipli che verrà realizzato per il nuovo ciclo combinato cogenerativo;
- la demolizione dell'esistente stoccaggio di Olio Combustibile Denso (OCD).

Nel presente capitolo sono analizzate le motivazioni del progetto (Paragrafo 2.1), la natura dei servizi offerti (Paragrafo 2.2), nonché la localizzazione e le caratteristiche generali delle nuove opere (Paragrafo 2.3).

2.1 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

La logica di funzionamento del sistema ASM di produzione di energia termica ed elettrica è influenzata dalla richiesta di calore della rete di teleriscaldamento e dall'esigenza di garantire i minimi tecnici e il grado di affidabilità degli impianti. La produzione di energia termica è legata alla copertura del fabbisogno della rete di teleriscaldamento, la cui unica fonte è costituita dagli impianti ASM.

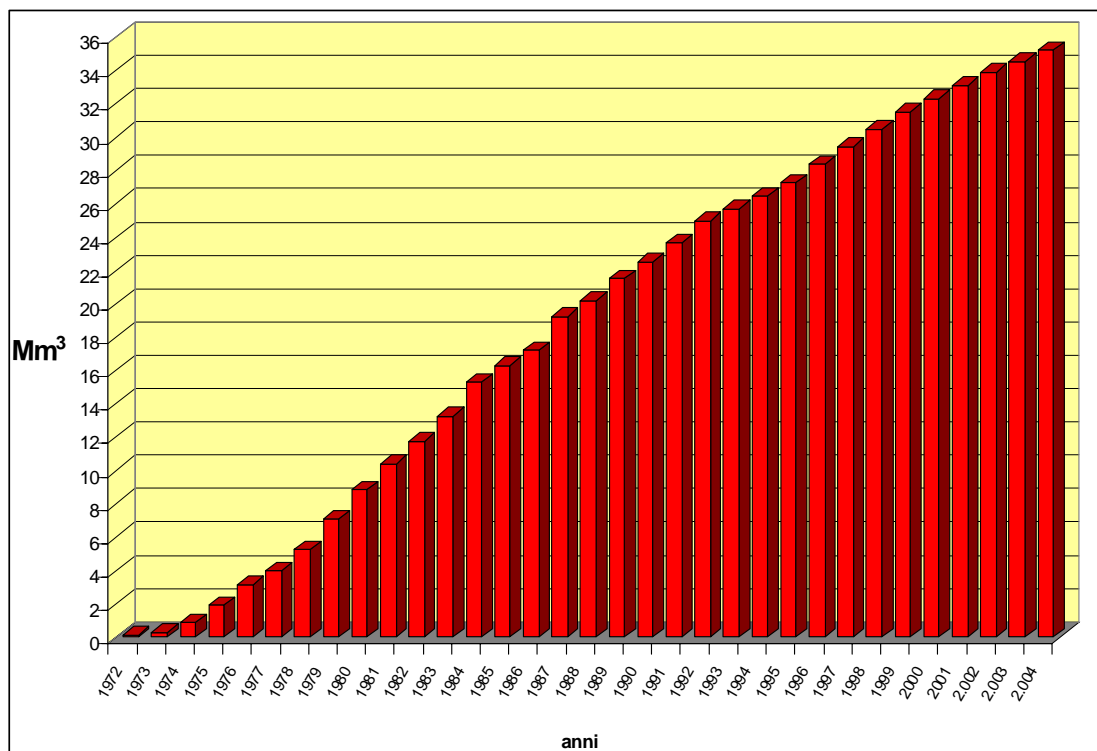
Il progetto di ristrutturazione della Centrale Lamarmora è nato dalla considerazione che, sulle base delle stime del fabbisogno di calore (si veda anche quanto riportato al successivo Capitolo 5), la potenzialità termica complessiva disponibile non è in grado di garantire, nei mesi invernali, un adeguato margine di riserva.

La città di Brescia è servita da un'estesa rete di teleriscaldamento urbano che, attualmente, serve circa il 65% del totale della volumetria edificata del Comune di Brescia. Nonostante questo elevato grado di copertura il sistema di teleriscaldamento di Brescia ha tuttora un significativo margine di sviluppo soprattutto nelle zone

periferiche (villaggi Sereno, Violino, Badia, Folzano, Fornaci), solo di recente raggiunte dalla rete di distribuzione, e nelle nuove zone residenziali di futura realizzazione (quartiere S. Polino; Centro fiera, comparto Milano, ecc.). Ulteriori espansioni sono previste, inoltre, in alcuni dei comuni limitrofi (Bovezzo, Concesio).

La Centrale Lamarmora, assieme al vicino Termoutilizzatore, rappresenta il principale polo produttivo asservito alla rete di teleriscaldamento di Brescia.

L'andamento del calore prodotto e immesso nella rete del teleriscaldamento di Brescia, dal 1972 al 2004, è riportato nella figura seguente:



Il calore immesso in rete presenta un andamento complessivamente crescente anche negli ultimi anni, legato all'aumento della volumetria di utenti allacciati al servizio di teleriscaldamento, con alcune oscillazioni dovute essenzialmente a fattori climatici.

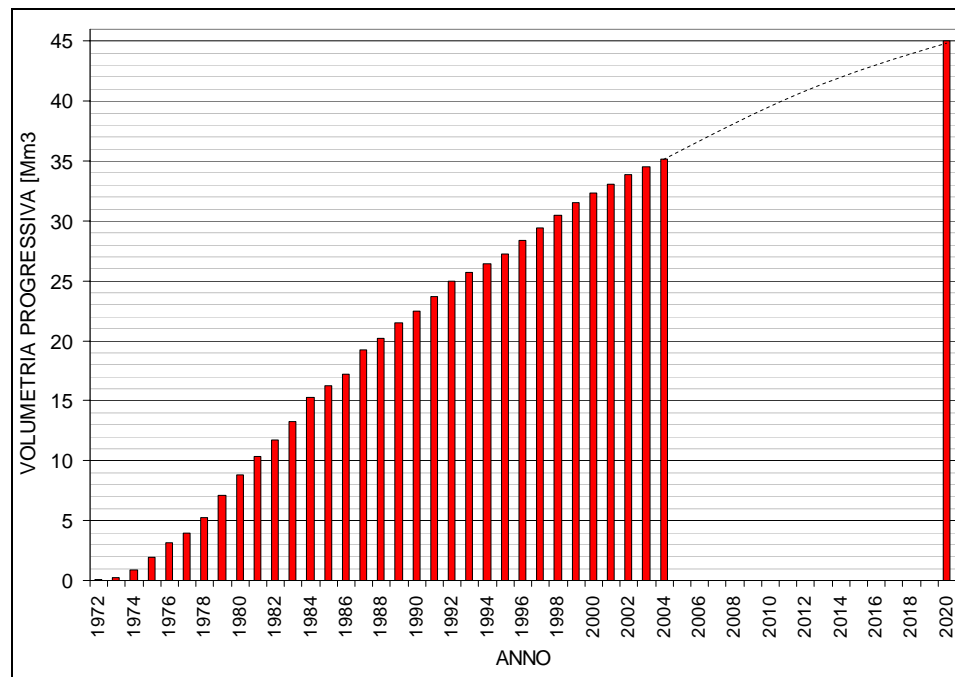
Attualmente la volumetria allacciata alla rete di teleriscaldamento è pari a circa 35.2 milioni di m³ (dato aggiornato al 31 Dicembre 2004). In base all'analisi del Piano Regolatore del Comune di Brescia del 2002, che ha permesso di valutare l'incremento della volumetria edificata nel Comune di Brescia, e sulla base delle indagini effettuate, è stata valutata la previsione di incremento della volumetria allacciata.

Ai fini del presente progetto si assume come anno di riferimento il 2020 e si valuta che a tale anno la volumetria complessivamente allacciata alla rete del teleriscaldamento sarà pari a 45 Mm³, con un incremento di 9.8 Mm³ rispetto all'anno 2004. Di tale incremento di 9.8 Mm³ complessivi, 2.2 Mm³ sono da attribuire alle connessioni al teleriscaldamento di edifici esistenti, mentre la restante parte è determinata da nuove volumetrie civili ed industriali nelle aree del Comune di Brescia e limitrofi (Bovezzo, Concesio). La tabella seguente riassume le previsioni sopracitate.

Suddivisione della Previsione di Incremento di Volumetria Allacciata al Teleriscaldamento (m³)	
Volumetria allacciata al 31 Dicembre 2004	35,200,000
Arretrato in attesa	400,000
Incremento per trasformazione di esistenti edifici attualmente riscaldati con caldaie	2,200,000
Incremento per allacciamento di edifici di nuova costruzione	5,000,000
Bovezzo	400,000
Concesio	700,000
Utenze Industriali	1,100,000
Volumetria prevista al 2020	45,000,000

La figura e la tabella seguenti illustrano la previsione di incremento anno per anno della volumetria allacciata alla rete del teleriscaldamento a partire dal 31 Dicembre 2004 fino all'anno 2020.

**Andamento della Previsione di Incremento di Volumetria
Allacciata al Teleriscaldamento**



**Andamento della Previsione di Incremento di Volumetria
Allacciata al Teleriscaldamento**

Anno	Progressivo [Mm ³]	Incrementale [Mm ³]
2004	35.20	
2005	36.02	0.82
2006	36.82	0.80
2007	37.58	0.77
2008	38.32	0.74
2009	39.03	0.71
2010	39.72	0.68
2011	40.37	0.65
2012	41.00	0.63
2013	41.59	0.59
2014	42.16	0.57
2015	42.70	0.54
2016	43.22	0.51
2017	43.70	0.48
2018	44.16	0.46
2019	44.59	0.43
2020	45.00	0.41

Il fabbisogno assoluto di calore a bocca di centrale destagionalizzato (cioè riferito alle condizioni climatiche medie espresse in 2497 gradi giorno), e la potenza richiesta alla punta dalla rete del teleriscaldamento, stimati per l'anno 2020, corrispondenti alla volumetria di 45 Mm³ allacciata, sono, rispettivamente:

- fabbisogno di calore (immesso in rete) anno 2020: 1791 GWh
- potenza richiesta alla punta dalla rete all'anno 2020: 720 MWt

Per la determinazione di dette quantità si sono assunti, sulla base dei dati storici aggiornati, i valori di 39.8 kWh/m³ come fabbisogno di calore specifico per unità di volume allacciato e 16 W/m³ come potenza di punta specifica per unità di volume allacciato.

Oltre a questo è da tenere in considerazione che i nuovi limiti per le emissioni degli impianti esistenti, fissati dalla Deliberazione della Giunta Regionale della Lombardia DGR No. 7/6501 del 19 Ottobre 2001, in relazione alla nuova zonizzazione del territorio regionale, impongono un adeguamento degli impianti esistenti (caldaia Gruppo 1 e caldaia Gruppo 2 della Centrale Lamarmora, caldaia Macchi 3 della Centrale Lamarmora, Postcombustori della Centrale Nord).

La realizzazione dei nuovi impianti è pertanto necessaria sia per adeguare la potenza termica installata, in modo da soddisfare l'incremento di volumetria atteso con un adeguato margine di riserva, sia per conseguire la conformità ai limiti di cui sopra.

La tabella seguente mostra l'ipotesi di copertura del fabbisogno termico nello scenario di progetto.

Ipotesi di Copertura Fabbisogno Termico al 2020 (Scenario di Progetto)								
Capacità Produttiva di Progetto								
Centrale Lamarmora [MW]				TU [MW]	Altri ⁽¹⁾ [MW]	Potenza Installata Totale [MW]	Potenza Richiesta dall'Utenza [MW]	Potenza Installata Richiesta (compreso margine 25%)
Gruppo 1 e Gruppo 2	G3	CCGT	CS					
	130	250	150	160	176	866	720	960

Legenda:

CCGT = ciclo combinato con turbogas (Combined Cycle Gas Turbine); CS = caldaie semplici; TU = termoutilizzatore

Note:

- (1) Così suddivisi: Fochi (90 MW); Bono (12 MW); Postcombustori Centrale Nord (59MW); Bovezzo (12 MW); Folzano (2 MW); Fornaci (1 MW).

Le esistenti Caldaia 1 (84 MWt), Caldaia 2 (87 MWt) e Caldaia Macchi 3 (58 MWt) della Centrale Lamarmora dovranno essere modificate e fortemente ridimensionate per consentire il rispetto dei limiti di emissione fissati nella DGR VII/12467 del 21

Marzo 2003 della Regione Lombardia. Dopo tali interventi la capacità produttiva complessiva di Caldaia 1, Caldaia 2 e Caldaia Macchi 3 della Centrale Lamarmora (che saranno tenute di riserva, per la produzione di calore in caso di emergenza con alimentazione di norma a gas naturale) sarà pari a 150 MWt.

Sulla base dei dati sopra riportati si evince che la capacità di generazione termica di riserva per il sistema di teleriscaldamento con la sola realizzazione del ciclo combinato da 250 MWt non sarà comunque sufficiente a garantire la potenza installata richiesta necessaria al 2020. Si renderà pertanto necessaria in futuro (presumibilmente entro l'anno 2011, previa verifica) l'installazione di ulteriore capacità di generazione di riserva per complessivi 94 MWt circa mediante realizzazione di una caldaia di generazione semplice di calore. Solo in questo modo il sistema avrà a disposizione la necessaria riserva. L'installazione di tale futura caldaia è al di fuori dello scopo del presente progetto e sarà oggetto, a suo tempo, di specifica procedura.

Il progetto di riqualificazione della Centrale Lamarmora vuole costituire un'iniziativa nella direzione dello "sviluppo sostenibile", che considera il nuovo scenario normativo e tecnologico, nazionale ed europeo, allo scopo di mantenere allo "stato dell'arte" il teleriscaldamento di Brescia, migliorando ulteriormente la salvaguardia dell'ambiente e il risparmio energetico.

Il progetto si pone i seguenti obiettivi:

- miglioramento della protezione ambientale:
 - ulteriore riduzione emissioni NOx e Polveri (oltre 30%) e SO₂ (oltre 50%),
 - portare la riduzione delle emissioni di CO₂ a oltre 300,000 t/anno con corrispondente contributo alla prevenzione del riscaldamento globale (protocollo di Kyoto);
- miglioramento dell'efficienza energetica:
 - ulteriore risparmio (oltre 100,000 tep/anno) di risorse limitate e non rinnovabili (combustibili fossili),
 - consolidamento cogenerazione,
 - utilizzo B.A.T. (migliori tecnologie disponibili): CCGT - ciclo combinato gas/vapore ad alta efficienza;
- ulteriore sviluppo del teleriscaldamento:
 - servizio di elevata qualità per i cittadini;
- adeguamento inserimento urbanistico-architettonico nel contesto urbano.

I gruppi 1 e 2 saranno passati a riserva, per la sola produzione di calore in emergenza. Tali caldaie saranno perciò adeguate al funzionamento secondo le norme che entreranno in vigore a partire dal 1 Gennaio 2008 (DGR No.VII/6501 del 19 Ottobre 2001).

Tale soluzione corrisponde ai criteri sopra menzionati in quanto:

- gli impianti a ciclo combinato di questa taglia sono diventati uno standard e un punto di riferimento a livello mondiale e su di essi si sono concentrati gli studi di ottimizzazione e sviluppo delle aziende costruttrici di turbine a gas;
- la soluzione proposta è di tipo cogenerativo e quindi consentirà di sfruttare al meglio l'energia termica del combustibile consentendo la generazione di calore che sarà utilizzato per alimentare la rete di teleriscaldamento cittadina;
- i rendimenti elettrici sono decisamente superiori a quelli dei cicli a vapore convenzionali, ovvero, a parità di energia termica del combustibile utilizzato, si ottiene un maggior quantitativo di energia elettrica, favorendo in tal modo il risparmio energetico;
- l'adozione di questa tecnologia consentirà inoltre di ottenere minori emissioni al camino rispondendo quindi alle esigenze di una maggiore produzione elettrica e termica all'interno di un piano che mira ad uno sviluppo sostenibile del territorio bresciano.

La sostituzione dei gruppi di cogenerazione 1 e 2 della Centrale Lamarmora, attualmente alimentati con OCD, con un gruppo di cogenerazione in ciclo combinato ad alta efficienza alimentato a gas metano, è inoltre oggetto di una prescrizione del Ministero dell'Ambiente. Infatti il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, di concerto con il Ministro per i Beni e le Attività Culturali, con Decreto No. 555 del 3 Giugno 2005, ha espresso ***“giudizio positivo circa la compatibilità ambientale del progetto relativo all'opera proposta da ASM Brescia S.p.A., relativamente al completamento del termoutilizzatore mediante l'installazione della terza unità di combustione, a condizione dell'osservanza delle prescrizioni ...omissis... di seguito indicate:***

...omissis... 4. sostituzione dei gruppi di cogenerazione n.1 e n.2 della Centrale Lamarmora, attualmente alimentati con OCD, con un gruppo di cogenerazione in ciclo combinato ad alta efficienza alimentato a gas metano. La sostituzione dovrà essere attuata entro tre anni dall'ottenimento delle necessarie autorizzazioni; ...omissis...”

La tecnologia dei cicli combinati risulta, dal punto di vista ambientale, 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 minimizza la produzione di particolato solido ed elimina 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 e monossido di carbonio.

Nella combustione del gas naturale la formazione degli ossidi di azoto 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.

2.2 NATURA DEI SERVIZI OFFERTI

L'impianto di nuova realizzazione è classificabile come cogenerativo ai sensi della Deliberazione No. 42/02 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas del 19 Marzo 2002. Esso è caratterizzato dalle seguenti potenzialità produttive medie (ASM Brescia S.p.A, 2005b):

- potenza termica immessa in rete teleriscaldamento pari a 250 MWt;
- potenza elettrica netta in assetto cogenerativo pari a circa 330 MWe;
- rendimento in assetto cogenerativo pari a circa 85%;
- Indice di Risparmio di Energia¹ (IRE) superiore al 15% (a fronte di un minimo necessario del 10%);

¹ L'Indice di Risparmio di Energia (IRE) è stato definito dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas con Deliberazione No. 42/02 del 19 Marzo 2002 recante “*Condizioni per il riconoscimento della produzione di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'art. 2, comma 8, del D. Lgs. 16 Marzo 1999, No. 79*” come: “*il rapporto tra il risparmio di energia primaria conseguito dalla sezione di cogenerazione rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e termica e l'energia primaria richiesta dalla produzione separata*”.

- Limite Termico² (LT) pari al 29% (a fronte di un minimo necessario del 15%).

Il calore generato verrà immesso nella rete di teleriscaldamento esistente. Sia il Gruppo 3 sia la nuova unità a ciclo combinato potranno inoltre essere utilizzati, in funzione dell'andamento del mercato elettrico e dei programmi di dispacciamento fissati dal GRTN previsto dal Decreto Bersani, anche per la produzione semplice di energia elettrica.

I collegamenti alle reti nazionali saranno effettuati mediante:

- realizzazione di un tratto di elettrodotto in cavo (di collegamento tra la Centrale e la stazione elettrica Flero), ubicato a Sud rispetto al centro cittadino all'interno del territorio comunale di Brescia;
- realizzazione di un tratto di metanodotto di allacciamento al metanodotto SNAM Rete Gas in progetto denominato "Carpenedolo-Nave", di lunghezza pari a 4.2 km, ubicato anch'esso a Sud rispetto al centro cittadino, integralmente all'interno del territorio comunale di Brescia.

2.3 LOCALIZZAZIONE E CARATTERISTICHE GENERALI DELLE NUOVE OPERE

La Centrale Lamarmora, sede dell'intervento oggetto del presente studio, è ubicata all'interno del territorio comunale di Brescia, nella periferia Sud della Città, a breve distanza dalla Tangenziale Sud e dall'Autostrada Brescia-Milano. L'area su cui sorge l'impianto, destinata precedentemente ad attività agricole ed oggi caratterizzata da insediamenti misti residenziali/industriali e che interessa anche una stazione di misura e riduzione metano, si trova ad una quota di 125-126 m s.l.m. ed ha un'estensione di circa 90,000 m².

L'area di pertinenza della Centrale Lamarmora è presentata in Figura 1.2, dove viene anche evidenziata la perimetrazione dell'area di proprietà di ASM Brescia S.p.A.

La realizzazione del nuovo gruppo a ciclo combinato **interesserà una parte di questa area, e troverà posto all'interno dell'attuale proprietà**, con un'estensione pari a circa 23,000 m². Tale area è attualmente occupata da alcuni impianti e

² Il Limite Termico (LT) è stato definito dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas con Deliberazione No. 42/02 del 19 Marzo 2002 recante "Condizioni per il riconoscimento della produzione di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'art. 2, comma 8, del D. Lgs. 16 Marzo 1999, No. 79" come: "il rapporto tra l'energia termica utile annualmente prodotta E_t e l'effetto utile complessivamente generato su base annua dalla sezione di produzione combinata di energia elettrica e calore, pari alla somma dell'energia elettrica netta e dell'energia termica utile prodotte ($E_e + E_t$), riferiti all'anno solare".

strutture, che saranno opportunamente demoliti, al fine di consentire la costruzione del nuovo impianto e di riorganizzare e razionalizzare pertanto tutta l'area di Centrale.

L'intervento di ristrutturazione comporta la **sistemazione a verde** della fascia compresa tra il nuovo impianto e la zona residenziale.

La descrizione dell'impianto esistente è presentata al successivo Capitolo 7, mentre nel Capitolo 8 sono descritti i nuovi interventi a progetto.

La configurazione ipotizzata per l'impianto in esame prevede un ciclo combinato *multishaft* (due alternatori asserviti alla turbina a gas ed alla turbina a vapore) nel quale i gas combusti della turbina a gas alimentano con la loro elevata energia termica residua una caldaia a recupero che produce vapore da utilizzare nella seconda turbina, generando ulteriore energia elettrica ed energia termica per la rete di teleriscaldamento della città di Brescia (ASM Brescia S.p.A, 2005b).

La centrale termoelettrica operante in ciclo combinato per la produzione in cogenerazione di vapore ed energia è basata su un modulo multiasse alimentato a gas naturale costituito da:

- una turbina a gas da circa 250 MWe, equipaggiata con bruciatori ibridi del tipo Dry Low NO_x (DNL);
- una caldaia a recupero;
- una turbina a vapore a condensazione e spillamento, da circa 80 MWe in cogenerazione;
- un camino comune multicanna per l'evacuazione dei fumi della combustione di altezza pari a 120 m;
- un sistema di condensazione secco ed un sistema di condensazione umido;
- un sistema di raffreddamento degli ausiliari, realizzato con aerotermo;
- due alternatori sincroni per la turbina a gas e a vapore, ciascuno in grado di produrre energia elettrica a 15 kV e 50 Hz da trasferire opportunamente ai due trasformatori elevatori e al trasformatore servizi di unità;
- sottostazione elettrica a 380 kV, di tipo blindato, isolata in gas SF₆ e installata in edificio;
- stazione metano di alta pressione, composta da sistema di protezione, sezione di misura e riduzione della pressione, sistema di riscaldamento gas, sistema di filtrazione gas e sistema di distribuzione al turbogas;

- collegamento con la RTN in cavo AT con la stazione elettrica di Flero (Enel Terna);
- generatore diesel, con annesso sistema di alimentazione del gasolio, predisposto per garantire, in condizioni di emergenza, l'alimentazione ai servizi essenziali in fase di fermata o blocco.

In Figura 2.1 è riportata la planimetria di progetto in cui sono evidenziati i nuovi edifici/impianti di prevista realizzazione.

Il ciclo combinato sostituirà i gruppi 1 e 2, producendo energia termica ed energia elettrica. La caldaia 1 e la caldaia 2 verranno mantenute come riserva per la sola produzione di calore.

2.4 DEMOLIZIONI E MODIFICHE AD IMPIANTI ESISTENTI

In Figura 2.2 sono evidenziati i principali impianti e strutture che verranno modificati o demoliti per realizzare il nuovo gruppo a ciclo combinato; le demolizioni riguarderanno principalmente:

- camino 1;
- camino 2;
- area scarico OCD;
- area stoccaggio OCD;
- area stoccaggio gas naturale;
- compressori gas naturale;
- locale Diesel di emergenza;
- piazzale ad uso magazzino all'aperto.

ASM Brescia S.p.A. ha, inoltre, attualmente in corso un progetto per la ricollocazione dell'esistente stazione di decompressione e misura del gas naturale in media pressione nell'area prospiciente la Tangenziale Sud, così come indicato in Figura 2.1.

Il bilancio tra le nuove opere e le demolizioni di edifici e manufatti, in termini di superfici e volumetrie, è indicato nella successiva tabella.

	Superficie [m²]	Volumetria [m³]
Nuovi manufatti	11,072.9	252,071
Demolizioni	8,192	60,899
Bilancio demolizioni-nuove costruzioni	2,880.9	191,172

Le demolizioni riguarderanno, in dettaglio:

Descrizione	Volume [m³]	Superficie [m²]
Camino 1	1,520	15.2
Camino 2	2,123	21.3
Scarico OCD	2,592	648
Serbatoio OCD	11,316	754.4
Serbatoio OCD	11,316	754.4
Serbatoio OCD	5,193	346.2
Pompaggio OCD	392	98
Area Stoccaggio Metano	4,240	684
Area Stoccaggio Metano	3,510	702
Area Stoccaggio Metano	10,080	2,520
Compressori Metano	1,260	180
Stazione decomp. Metano	357	71.5
Odorizzatore Metano	176	44
Deposito in Area Metano	140	35
Locale Diesel	2,688	336
Deposito (pallone)	2,625	525
Edificio (vicino pallone)	441	147
Edificio Ausiliario Potab.	210	70
Officine Lato Sud	720	240
TOTALE	60,899	8,192

Le quantità e le tipologie di materiali provenienti dalle demolizioni sono analizzate al Capitolo 10.

3 SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE

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.

L'obiettivo della riforma delle Direttive 96/92/CE e 98/30/CE, realizzata da:

- Direttiva 2003/54/CE del 26 Giugno 2003 “relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva e 96/92/CE”;
- Direttiva 2003/55/CE del 26 Giugno 2003 “relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la direttiva 98/30/CE”,

è stato quello di accelerare e migliorare i processi di liberalizzazione in atto. Tali norme sono analizzate in dettaglio nel Quadro di Riferimento Programmatico del SIA.

In questo capitolo viene riportata una sintesi della situazione energetica a livello nazionale.

3.1 BILANCIO ENERGETICO NAZIONALE (DATI GRTN)

Nel seguito sono riportati i dati di sintesi relativi al bilancio energetico nazionale riferiti all'anno 2003, come pubblicati dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) (GRTN, 2004, Sito web <http://www.grtn.it>).

I dati presentati si riferiscono a:

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

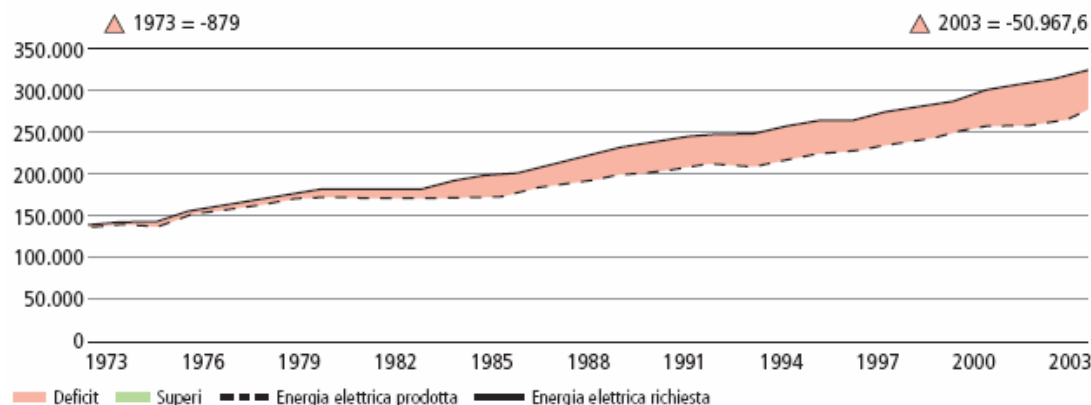
Situazione impianti

al 31.12.2003

		Produttori	Autoproduttori	Italia
Impianti idroelettrici				
Impianti	n.	1.784	221	2.005
Potenza efficiente lorda	MW	20.689,7	296,9	20.986,6
Potenza efficiente netta	MW	20.368,1	292,2	20.660,3
Producibilità media annua	GWh	49.950,8	1.370,3	51.321,1
Impianti termoelettrici				
Impianti	n.	524 (34)	451	975
Sezioni	n.	1.115 (37)	808	1.923
Potenza efficiente lorda	MW	54.387,5 (707,0)	4.734,4	59.121,9
Potenza efficiente netta	MW	52.168,3 (665,5)	4.543,9	56.712,2
Impianti eolici e fotovoltaici				
Impianti	n.	119	-	119
Potenza efficiente lorda	MW	880,7	-	880,7

Energia richiesta

Energia richiesta in Italia	GWh	320.658,4
△ Deficit (-) Superi (+) della produzione rispetto alla richiesta	GWh	-50.967,6
	%	15,9



Consumi: complessivi 299.788,6 GWh; per abitante 5.208 kWh

Consumi per categoria di utilizzatori

GWh					
	Agricoltura	Industria	Terziario ¹	Domestici	Totale ¹
Italia	5.162,2	152.720,9	72.361,4	65.015,8	295.260,3
Totale	5.162,2	152.720,9	72.361,4	65.015,8	295.260,3

Nota: i numeri tra parentesi nella categoria “Impianti Termoelettrici” sono riferiti agli impianti geotermici

Bilancio dell'energia elettrica

GWh		2003	
	Operatori del mercato elettrico*	Autoproduttori	Italia
Produzione lorda			
- idroelettrica	43.186,1	1.090,6	44.276,8
- termoelettrica	224.351,6	18.432,7	242.784,4
- geotermoelettrica	5.340,5	-	5.340,5
- eolica e fotovoltaica	1.463,5	-	1.463,5
Totale produzione lorda	274.341,7	19.523,3	293.865,0
	-	-	-
Servizi ausiliari della Produzione	12.722,4	959,5	13.681,8
	=	=	=
Produzione netta			
- idroelettrica	42.572,4	1.077,3	43.649,7
- termoelettrica	212.549,3	17.486,6	230.035,8
- geotermoelettrica	5.036,0	-	5.036,0
- eolica e fotovoltaica	1.461,7	-	1.461,7
Totale produzione netta	261.619,4	18.563,9	280.183,2
	-	-	-
Energia destinata ai pompaggi	10.492,4	-	10.492,4
	=	=	=
Produzione netta destinata al consumo	251.127,0	18.563,9	269.690,8
	+	+	
Cessioni degli Autoproduttori a Operatori	+ 4.126,7	- 4.126,7	+
	+	+	
Saldo import/export con l'estero	+ 50.967,6	-	+ 50.967,6
	=	=	=
Energia richiesta	306.221,3	14.437,2	320.658,4
	-	-	-
Perdite	20.617,2	252,6	20.869,8
	=	=	=
Consumi finali	Autoconsumi	6.901,8	21.076,5
	Mercato Libero	113.105,0	113.114,9
	Mercato Vincolato	165.597,3	165.597,3
	TOTALE CONSUMI	285.604,1	299.788,6

Nel 2003 la richiesta di energia elettrica in Italia è risultata pari a circa 320.7 miliardi di kWh (con un deficit rispetto alla produzione dello stesso periodo pari a circa 51 miliardi di kWh, corrispondente al 15.9%); i dati indicano una costante crescita della domanda di energia elettrica in atto negli ultimi anni.

Nella tabella seguente viene riassunta la richiesta di energia elettrica nell'anno 2003 suddivisa per le diverse categorie di utilizzatori e i rispettivi incrementi per il biennio 2002-2003:

Settore di Utilizzo	Richiesta di Energia Elettrica in Italia	
	GWh	2002/2003
Agricoltura	5,162	5.6%
Industria	152,721	0.9%
Terziari	76,890	7.1%
Usi Domestici	65,016	3.3%

La situazione dei consumi elettrici evidenzia che: nel 2003 si è registrata una crescita generale dei consumi elettrici da ricondurre essenzialmente alla performance del settore terziario e agricolo con incrementi rispetto all'anno 2003 rispettivamente pari al 7.1% e 5.6%. Significativo anche l'incremento dei consumi nel settore domestico, pari al 3.3%.

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

- la produzione nazionale destinata al consumo (al netto dei pompaggi) nel 2003 è risultata pari a 269.7 miliardi di kWh;
- l'incremento della produzione nazionale (lorda) rispetto al 2003 è risultato pari al 3.3%;
- a seguito della notevole richiesta da parte di nuovi clienti idonei, le importazioni nette hanno raggiunto circa 51 miliardi di kWh e rappresentano circa il 16% del fabbisogno nazionale.

Il totale della produzione lorda nazionale del 2003 risulta suddiviso nelle diverse fonti di produzione dell'energia come mostrato nella seguente tabella (GRTN, dati aggiornati al 31 Dicembre 2003).

Fonte di Produzione	Produzione Lorda Nazionale Anno 2003 [GWh]	Percentuale rispetto al Totale
Idroelettrica	44,276.8	15.1 %
Termoelettrica	242,784.5	82.6 %
Geotermoelettrica	5,340.5	1.8 %
Eolica e Fotovoltaica	1,463.5	0.5 %

Per quanto riguarda la situazione degli impianti di produzione di energia, nel seguito è indicata la capacità lorda nazionale installata, in MW, ripartita per classi di produttori (GRTN, dati aggiornati al 31 Dicembre 2003).

	Situazione Nazionale Potenza Efficiente Lorda (MW)			
	Impianti Idroelettrici	Impianti Termoelettrici	Impianti Eolici e Fotovoltaici	Totale
Produttori	20,689.7	54,387.5	880.7	75,957.9
Autoproduttori	296.9	4,734.4	-	5,031.3
ITALIA	20,986.6	59,121.9	880.7	80,989.2

In Tabella 3.1 sono riportati, suddivisi per classe di attività, i consumi nazionali relativi agli anni 2002 e 2003 e la percentuale di variazione (GRTN, 2004, Sito web <http://www.grtn.it>).

3.2 RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE NAZIONALE

La situazione della rete italiana di trasmissione 380 kV e 220 kV viene presentata nella Figura 3.1 (GRTN, aggiornato al 31 Dicembre 2003); nella figura viene anche evidenziata la localizzazione delle centrali e delle stazioni elettriche presenti sul territorio nazionale. In Figura 3.2 viene invece riportato un dettaglio delle reti relativo all'area in esame.

3.3 DOMANDA E OFFERTA DI GAS IN ITALIA

I quantitativi di gas naturale immessi nella Rete Nazionale dei Gasdotti, riferiti all'anno 2003, risultano così ripartiti (Snam Rete Gas, 2004):

- settore termoelettrico: 26.42 miliardi di m³;

- settore residenziale e terziario: 27.95 miliardi di m³;
- settore industriale 22.08 miliardi di m³.

Nel 2003 si è registrata una significativa crescita dei consumi di gas naturale. L'incremento della domanda, di oltre 6 miliardi di metri cubi rispetto al 2002, è stato trainato dal settore termoelettrico (+17.01%), per l'entrata in esercizio di alcune centrali a ciclo combinato, e dai maggiori consumi del mercato residenziale e terziario (+10.21%) in conseguenza delle più rigide condizioni climatiche dei mesi invernali del 2003.

La domanda di gas naturale in Italia viene soddisfatta sia dalle immissioni in rete che dai prelievi di gas dallo stoccaggio. Nel 2003 il prelievo da stoccaggio è stato pari a 1.30 miliardi di metri cubi, mentre nel 2002 si era verificata una consistente campagna di ricostituzione per 3.41 miliardi di metri cubi.

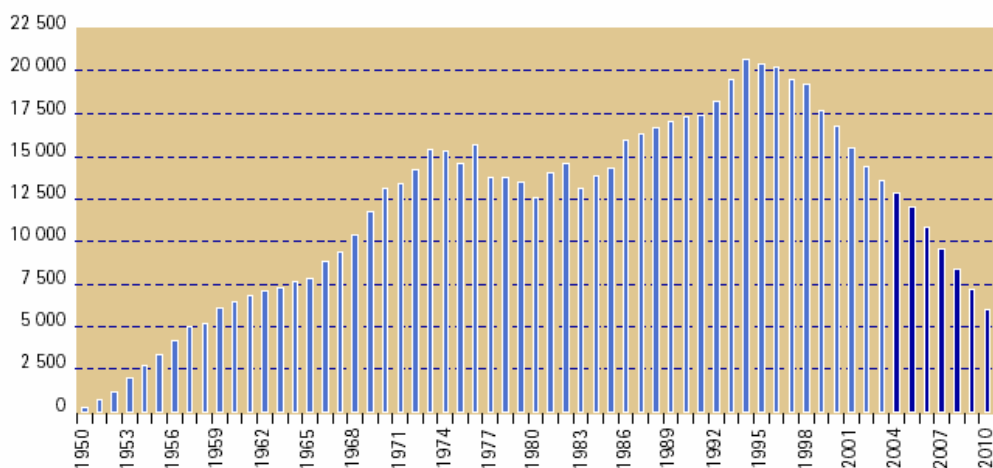
Come evidenziato nella tabella seguente, i volumi di gas immessi nella Rete Nazionale Gasdotti nel corso del 2003 ammontano a 76.37 miliardi di metri cubi, con una crescita di 1.97 miliardi di metri cubi, pari al 2.65%, rispetto all'anno precedente (Snam Rete Gas, 2004).

Volumi di Gas Immessi (miliardi di m³)				
Volumi Immessi	2001	2002	2003	Var. %
Produzione Nazionale	15.22	14.71	13.87	-5.68%
Importazioni	55.16	59.69	62.50	4.7%
<i>Passo Gries</i>	8.22	14.01	14.92	6.48%
<i>Tarvisio</i>	20.68	20.85	22.06	5.80%
<i>Gorizia</i>	0.01	0.15	0.21	37.53%
<i>Mazara del Vallo</i>	22.61	21.11	21.85	3.51%
<i>Panigaglia (importazione GNL)</i>	3.64	3.57	3.46	-3.02%
Totale	70.38	74.40	76.37	2.65%

La continua riduzione della produzione nazionale è compensata dal ricorso sempre più consistente alle importazioni (+4.7%), in particolare dal Nord Europa (Passo Gries) e dalla Russia (Tarvisio).

La figura seguente riporta l'andamento della produzione di gas naturale a livello nazionale dal 1950 (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, 2004).

Andamento della Produzione di Gas Naturale dal 1950
(Mm³; valori storici dal 1950 al 2003 e previsioni dal 2004 al 2010;
fonte: Ministero delle Attività Produttive)



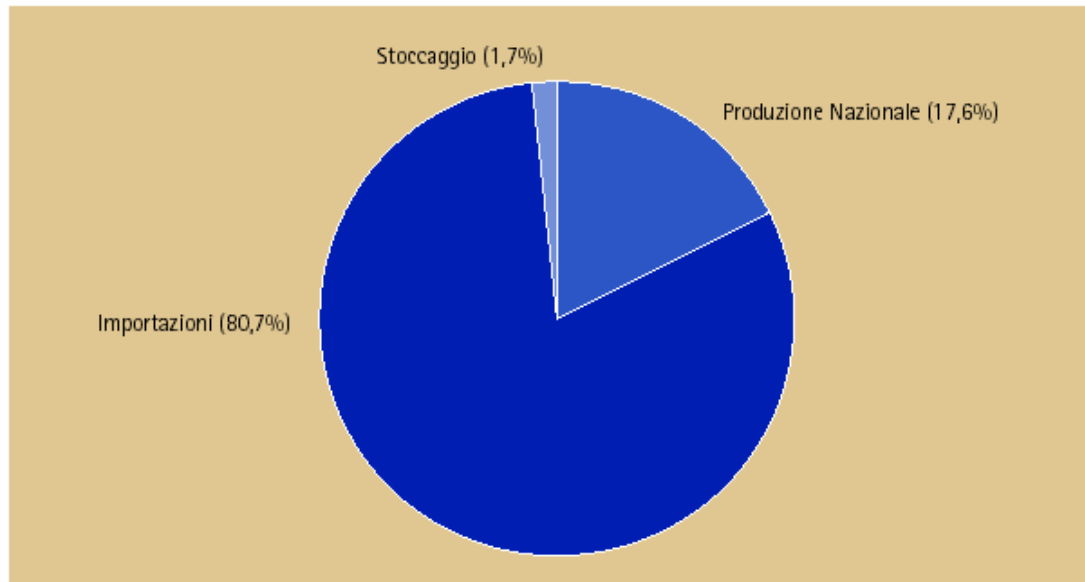
Il prospetto della produzione nazionale *ab origine* mostra il picco produttivo raggiunto negli anni Novanta seguito dalla rapida discesa registrata nell'ultimo quinquennio e attesa protrarsi anche nei prossimi anni.

L'anno 2003 è stato caratterizzato da un ulteriore decremento della produzione nazionale (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, 2004). La quota di gas nazionale sul totale dei consumi è nuovamente diminuita, raggiungendo appena il 18% contro il 20% a cui si era attestata l'anno precedente. Non è una novità che la produzione subisca decrementi di questa entità da un anno all'altro. È noto infatti che i maggiori giacimenti sono già stati scoperti e che le imprese tendono a non investire nel settore dell'upstream in Italia, nonostante gli incentivi offerti dal Governo (anche per la produzione di campi marginali, come previsto dal Decreto Legislativo No. 164/2000), principalmente a causa della complessità degli iter autorizzativi.

A ciò si aggiunge il blocco allo sfruttamento dei giacimenti dell'Alto Adriatico. Il declino della produzione nazionale avviene per mancanza di economicità nell'estrazione del gas italiano, con la conseguenza meno desiderabile della perdita nel lungo periodo di know how tecnico nel settore upstream, in Italia particolarmente sviluppato per la struttura geologica assai complessa del territorio.

L'Italia è dunque un paese che punta sempre di più sulle importazioni per provvedere al proprio fabbisogno di gas. Nel 2003 le importazioni hanno coperto oltre l'80% dei consumi (si veda la figura seguente).

Immissioni in Rete nel 2003
(fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle Attività Produttive)



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

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

La notevole crescita dei consumi di gas naturale per usi termoelettrici è stata determinata da una serie di fattori tra cui l'abbandono della tecnologia nucleare, la

diffusione delle centrali a ciclo combinato alimentate a gas naturale, che presentano livelli di efficienza di oltre il 15% superiori delle tradizionali centrali termiche (Combined Cycle Gas Turbine, CCGT), l'introduzione, con la Legge No. 9/1991 e più recentemente con le Direttive UE in materia di gas ed elettricità, di una progressiva liberalizzazione dell'attività di generazione di energia elettrica incentivante l'impiego di tecnologie che utilizzano le cosiddette "fonti alternative ed assimilabili" (tra cui il gas naturale).

3.4 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, etc.).

La rete primaria italiana ha una lunghezza di circa 30,120 km, di cui 7,993 km di rete nazionale e 22,127 km di rete regionale (Snam Rete Gas, 2003, Sito web: <http://www.snamretegas.it>) 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 sei punti, utilizzando strutture dedicate (e costruite a seguito della stipula di un contratto d'importazione).

In Figura 3.3 è presentata la rete nazionale dei metanodotti di trasporto, aggiornata al 1° Ottobre 2004, mentre in Figura 3.4 è riportato un dettaglio con riferimento all'area di interesse.

4 SITUAZIONE ENERGETICA REGIONALE

Nel presente capitolo viene descritta la situazione energetica regionale, con riferimento sia allo stato attuale, sia alle prospettive relativamente al 2010. In particolare vengono riportati:

- la descrizione della struttura della domanda e dell'offerta di energia nella Regione, suddivisa per settori e fonti energetiche (Paragrafo 4.1);
- le prospettive degli scenari del fabbisogno energetico al 2010 (Paragrafo 4.2).

Le informazioni riportate sono tratte dai seguenti documenti:

- “Programma Energetico Regionale- Il Sistema Energetico della Lombardia – Obiettivi e Strutture dell’Azione Regionale”, realizzato dalla Regione Lombardia e approvato con D.G.R. No. 12467 in data 21 Marzo 2003 (Regione Lombardia, 2003);
- “Dati Statistici sull’Energia Elettrica in Italia, 2003”, realizzato dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN, 2004);
- dati statistici sull’energia elettrica riportati sul sito web del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (www.grtn.it).

Nel Quadro di Riferimento Programmatico del SIA sono inoltre riassunti gli obiettivi della politica energetica regionale e sono analizzate le relazioni con il presente progetto.

4.1 DOMANDA ED OFFERTA DI ENERGIA

4.1.1 Domanda di Energia

La Regione Lombardia manifesta un consumo di energia al di sopra della media nazionale. Nel 1999 il consumo interno lordo per abitante è stato pari a 3.84 tonnellate equivalenti di petrolio (tep) per abitante, contro circa i 3 tep/abitante della media italiana, e vicina ai 3.8 tep/abitante della media europea (Regione Lombardia, 2003). Alla base di tale quadro vi sono sia i consistenti consumi industriali, sia il clima continentale lombardo, caratterizzato da inverni freddi ed estati calde e umide, che comportano consumi elevati per riscaldamento ed una sempre crescente richiesta energetica per il raffreddamento.

Dal bilancio energetico del 2000 risulta che, a fronte di un consumo interno lordo pari a 37,868 ktep di energia primaria, i consumi finali ammontano a 26,224 ktep, di

cui 629 utilizzati per usi non energetici e 855 rappresentano i bunkeraggi internazionali.

Nella tabella sottostante si riportano i consumi relativi all'anno 2000, suddivisi per settore e per fonte.

Consumi Energetici per Settore e Fonte - Anno 2000 [ktep]					
	Agricoltura	Industria	Trasporti	Civile	Totale
Combustibili Solidi	0	210	0	29	239
Prodotti Petroliferi	413	628	6,976	1,943	9,960
Gas Naturale	19	3,871	18	5,531	9,438
Fonti Rinnovabili	0	16	0	213	229
Energia Elettrica	53	2,899	115	1,804	4,871
Totale	485	7,624	7,109	9,520	24,738

I dati riportati in tabella evidenziano come i consumi massimi siano relativi al settore civile (38%), seguito da quelli dell'industria e dei trasporti (rispettivamente 31% e 29%).

A partire dal 1988 si è assistito ad una continua crescita dei consumi per la Regione Lombardia, che hanno interessato in particolare il settore dei trasporti, con una crescita, pari al 39%, decisamente superiore a quella relativa ai settori civile (+13%) ed industriale (+11%). Viceversa, appare molto significativa la crescita registrata nel settore agricolo (+35%), nonostante esso contribuisca in maniera estremamente ridotta ai consumi totali.

Per quanto concerne le fonti energetiche utilizzate, si è assistito ad una diminuzione dell'utilizzo dei combustibili solidi (dal 50% al 40% del totale) e ad un aumento del gas naturale (dal 31% al 38%) e dell'energia elettrica (dal 17% al 20%).

Un dato estremamente significativo sui consumi della Regione Lombardia è rappresentato dall'importazione dell'energia primaria, che ha registrato un aumento, tra il 1988 ed il 1997, del 18%, ed arrivando ad incidere per circa il 90% sul consumo interno lordo.

Nella sottostante tabella si riportano i consumi relativi al biennio 2002-2003 (GRTN, 2004); è possibile evidenziare come i consumi presentino una costante crescita, in tutti i settori, civile e produttivo.

Consumi Energetici per Settore e Fonte – Anni 2002-2003				
	2003 [GWh]	2002 [GWh]	Incremento [GWh]	Incremento %
Agricoltura	761	676	85	12.6
Industria	36,699	35,915	784	2.2
Terziario	14,182	13,010	1,172	9.0
Domestico	10,930	10,568	362	3.4
Totale	62,571	60,169	2,402	4.0

4.1.2 Struttura dell'Offerta di Energia

La struttura dell'offerta di energia primaria in Lombardia è caratterizzata da una pressoché totale importazione di idrocarburi (98.2%), destinati o al consumo finale (58.5%), o alla produzione di energia elettrica e calore (41.5%) (Regione Lombardia, 2003).

La grande importazione di idrocarburi è legata agli elevati consumi energetici della Regione, che non possono essere soddisfatti localmente. Considerando che l'energia elettrica erogabile all'utenza finale ammonta, al 31 Dicembre 2003, a 34,487 GWh, e che la richiesta è pari a 66,148 GWh, la Lombardia è risultata deficitaria del 47.9% di energia elettrica (GRTN, 2004).

Nelle sottostanti tabelle si riportano i valori di energia idroelettrica, termoelettrica ed energia elettrica totale tra il 2000 ed il 2003 (Regione Lombardia, 2003; GRTN, 2004).

Offerta di Energia Idroelettrica					
		2000 [GWh]	2001 [GWh]	2002 [GWh]	2003 [GWh]
Lorda	Produttori	12,322	14,048	11,372	10,875
	Autoproduttori	811	759	563	440
	Totale	13,133	14,807	11,935	11,315
Netta	Produttori	12,177	13,873	11,234	10,738
	Autoproduttori	796	749	560	435
	Totale	12,973	14,622	11,794	11,173

Offerta di Energia Termoelettrica					
		2000 [GWh]	2001 [GWh]	2002 [GWh]	2003 [GWh]
Lorda	Produttori	28,474	25,988	24,125	25,861
	Autoproduttori	2,123	2,326	2,440	2,685
	Totale	30,597	28,314	26,565	28,546
Netta	Produttori	26,567	24,261	22,516	24,341
	Autoproduttori	2,056	2,236	2,347	2,584
	Totale	28,623	26,497	24,863	26,925

Offerta di Energia Elettrica					
		2000 [GWh]	2001 [GWh]	2002 [GWh]	2003 [GWh]
Lorda	Produttori	40,796	40,036	35,497	36,736
	Autoproduttori	2,934	3,086	3,003	3,125
	Totale	43,730	43,122	38,500	39,861
Netta	Produttori	38,743	38,134	33,750	35,079
	Autoproduttori	2,853	2,985	2,907	3,019
	Totale	41,596	41,119	36,657	38,098

A livello nazionale, la Lombardia rappresenta la Regione che contribuisce di più, in termini assoluti, alla produzione di energia elettrica totale; questo è legato all'elevata quantità di energia idroelettrica prodotta, che la colloca al primo posto nel Paese.

Nella sottostante tabella si riportano le informazioni relative agli impianti di produzione di energia elettrica esistenti in Lombardia tra il 2000 ed il 2003, suddivisi per tipologia di energia prodotta (Regione Lombardia, 2003; GRTN, 2004; sito web: www.grtn.it).

Offerta di Energia Idroelettrica					
Tipologia	U.d.M.	2000 [GWh]	2001 [GWh]	2002 [GWh]	2003 [GWh]
No. Impianti		300	301	310	320
Potenza Efficiente Lorda Totale	[MW]	5,636	5,662	5,656	5,777
Potenza Efficiente Netta	[MW]	5,548	5,577	5,570	5,691
Producibilità Media Annuale	[GWh]	11,824	11,877	11,903	11,974

Offerta di Energia Termoelettrica					
Tipologia	U.d.M.	2000 [GWh]	2001 [GWh]	2002 [GWh]	2003 [GWh]
No. Centrali		150	158	163	166
No. Sezioni		289	299	309	320
Potenza Efficiente Lorda Totale	[MW]	8,054	8,095	7,892	8,544
Potenza Efficiente Netta	[MW]	7,661	7,698	7,505	8,162

4.1.3 Domanda ed Offerta di Energia a Livello Provinciale

Per quanto riguarda i consumi delle singole Province lombarde, essi differiscono sensibilmente in funzione delle caratteristiche dell'economia locale e della densità abitativa. I dati relativi ai consumi, qualora non altrimenti specificato, considerano il 2000 quale anno di riferimento, e sono stati forniti dal Programma Energetico Regionale (Regione Lombardia, 2003).

La ripartizione delle vendite di combustibili fossili a livello provinciale risente, evidentemente, della presenza dei grandi impianti collocati in Lombardia: Turbigo e Cassano d'Adda in Provincia di Milano, Gavazzano in quella di Lodi, Sermide e Ostiglia in Provincia di Mantova.

La ripartizione provinciale dei consumi di energia elettrica risente fortemente dei consumi industriali che pesano (anno 2000) per il 62%. Infatti, mentre per gli usi domestici la ripartizione dei consumi è strettamente correlata con la popolazione residente e vede in testa la Provincia di Milano con il 44% dei consumi, **per gli usi industriali la Provincia più energivora è Brescia con il 27% dei consumi**, seguita da Milano (24%) e Bergamo (14%). **Anche per il settore agricolo la Provincia di Brescia vanta i maggiori consumi (26%)**, mentre nel settore terziario la Provincia di Milano assorbe da sola il 50% dei consumi.

Nelle sottostanti tabelle, infine, si riportano i confronti tra le singole Province, relativi all'andamento dei consumi, suddivisi per categoria di utilizzatori, tra il 2000 ed il 2003 (Sito web: www.grtn.it).

Consumi Energetici per Settore e Fonte - Anno 2000 [GWh]					
	Agricoltura	Industria	Trasporti	Civile	Totale
Bergamo	67.1	5,223	905.1	995.8	7,191
Brescia	182.9	10,028	1,151	1,223	12,585
Como	7.4	1,639	570.5	579.7	2,797
Cremona	107.5	1,683	289.6	365.3	2,445
Lecco	5.6	1,401	309.7	331.5	2,047
Lodi	46.0	445.5	205.1	193.6	890.2
Mantova	154.1	2,101	375.0	431.3	3,061
Milano	49.6	8,782	6,202	4,414	19,448
Pavia	52.6	1,671	540.0	540.4	2,804
Sondrio	7.9	487.7	215.9	198.0	909.4
Varese	9.9	3,184	831.1	870.7	4,896
Totale	690.6	36,645	11,595	10,144	59,074

Consumi Energetici per Settore e Fonte - Anno 2001 [GWh]					
	Agricoltura	Industria	Trasporti	Civile	Totale
Bergamo	73.6	5,366	951.9	1,019	7,410
Brescia	197.2	10,215	1,263	1,248	12,923
Como	7.4	1,709	584.9	591.9	2,894
Cremona	105.6	1,687	315.1	355.7	2,463
Lecco	6.7	1,439	313.9	337.6	2,097
Lodi	46.0	450.5	221.6	198.9	917.0
Mantova	166.1	2,270	401.9	436.6	3,274
Milano	54.2	8,476	6,368	4,448	19,347
Pavia	54.4	1,744	571.3	561.4	2,931
Sondrio	7.1	495.0	217.2	200.6	919.9
Varese	9.6	3,327	818.3	860.5	5,015
Totale	728.1	37,179	12,027	10,258	60,193

Consumi Energetici per Settore e Fonte - Anno 2002 [GWh]					
	Agricoltura	Industria	Trasporti	Civile	Totale
Bergamo	59.8	5,394	1,013	1,028	7,495
Brescia	189.3	9,290	1,383	1,310	12,172
Como	7.7	1,636	619.0	590.7	2,854
Cremona	102.6	1,663	339.0	365.2	2,470
Lecco	4.2	1,359	327.6	338.2	2,029
Lodi	46.9	455.0	233.0	203.8	938.7
Mantova	143.2	2,342	407.4	446.4	3,339
Milano	49.5	8,370	6,995	4,630	20,044
Pavia	55.4	1,780	612.7	565.3	3,013
Sondrio	7.2	439.8	236.1	198.6	881.6
Varese	10.1	3,186	845.0	890.9	4,932
Totale	675.9	35,915	13,010	10,568	60,169

Consumi Energetici per Settore e Fonte - Anno 2003 [GWh]					
	Agricoltura	Industria	Trasporti	Civile	Totale
Bergamo	66.9	5,409	1,116	1,070	7,662
Brescia	217.6	9,470	1,511	1,364	12,562
Como	7.9	1,645	663.1	614.4	2,930
Cremona	117.9	1,639	355.6	393.1	2,504
Lecco	4.4	1,401	357.5	348.2	2,111
Lodi	49.1	504.5	244.2	215.7	1,013
Mantova	173.3	2,532	449.7	465.2	3,620
Milano	50.6	8,532	7,570	4,751	20,904
Pavia	55.8	1,779	657.5	584.2	3,077
Sondrio	7.2	448.3	248.8	201.6	905.9
Varese	10.0	3,341	1,008	921.1	5,281
Totale	760.8	36,699	14,181	10,930	62,571

4.2 PREVISIONI FUTURE

4.2.1 Considerazioni Generali

Le previsioni di consumo per gli anni a venire possono essere effettuate con criteri differenti, rappresentando il risultato di elaborazioni basate su andamenti quantitativi del passato, proiettati secondo criteri che non possono tenere conto, necessariamente, della reale evoluzione dei numerosi fattori in gioco, quali (Regione Lombardia, 2003):

- situazione geopolitica mondiale e relativi riflessi sull'approvvigionamento delle fonti energetiche;
- condizioni politiche, sociali ed economiche di contesto;
- incidenza delle politiche economiche di sostegno, a livello internazionale ed italiano;
- problemi della sostenibilità ambientale, specie con riguardo ai temi del cambiamento climatico;
- mutamenti tecnologici ed eventuale affermazione di altre fonti e vettori energetici.

Le previsioni di consumo sono relative all'anno 2010 quale scenario futuro di riferimento considerato.

4.2.2 Previsioni ENEA

Le previsioni di consumo energetico elaborate da ENEA sono basate sui dati di bilancio del periodo 1990-1996, tramite una serie di assunzioni relative alle variabili prese in considerazione per il calcolo; tale variabili sono:

- i consumi energetici;
- la percentuale di ciascuna fonte energetica impiegata per settore e per vettore;
- i dati economici relativi (PIL, valore aggiunto e consumi delle famiglie);
- addetti nelle varie attività;
- parametri demografici;
- dati strutturali;
- intensità energetiche per settore e per fonte;
- consumi specifici.

Sono stati impostati due scenari, uno più ottimistico di sviluppo (ipotesi alta), ed uno più prudentiale, stazionario o di lieve contrazione (ipotesi bassa), con l'assunzione fondamentale di un quadro sociale, economico e tecnologico privo di mutamenti significativi rispetto all'attuale.

Nelle sottostanti tabelle sono riportati i due scenari considerati (Regione Lombardia, 2003).

Previsione dei Consumi Energetici per Settore e Tipologia di Fonti							
Ipotesi Bassa							
		U.d.M	Comb. Solidi	Prodotti Petroliferi	Gas Naturale	Energia Elettrica	Totale
Agricoltura	1996	[ktep]	0	544	21	55	620
	2010	[ktep]	0	679	57	80	816
	i.m.a. ⁽¹⁾	[%]	0.0	+1.8	+12.2	+3.2	+2.3
Industria	1996	[ktep]	209	661	3,538	2,539	6,947
	2010	[ktep]	146	535	4,358	2,648	7,687
	i.m.a. ⁽¹⁾	[%]	-2.2	-1.4	+1.7	+0.3	+0.8
Residenziale	1996	[ktep]	177	1,485	4,113	796	6,571
	2010	[ktep]	115	928	4,660	1,017	6,720
	i.m.a. ⁽¹⁾	[%]	-2.5	-2.7	+0.9	+2.0	+0.2
Terziario e P.A.	1996	[ktep]	0	412	1,083	803	2,298
	2010	[ktep]	0	358	1,330	1,119	2,807
	i.m.a. ⁽¹⁾	[%]	0.0	-0.9	+1.6	+2.8	+1.6
Trasporti	1996	[ktep]	0	6,605	15	95	6,715
	2010	[ktep]	0	7,942	18	111	8,071
	i.m.a. ⁽¹⁾	[%]	0.0	+1.4	+1.4	+1.2	+1.4
Totale	1996	[ktep]	386	9,707	8,770	4,288	23,151
	2010	[ktep]	261	10,442	10,423	4,975	26,101
	i.m.a.⁽¹⁾	[%]	-2.3	+0.5	+1.3	+1.1	+0.9

Nota:

(1) Indice Medio Annuo

Previsione dei Consumi Energetici per Settore e Tipologia di Fonti							
Ipotesi Alta							
		U.d.M	Comb. Solidi	Prodotti Petroliferi	Gas Naturale	Energia Elettrica	Totale
Agricoltura	1996	[ktep]	0	544	21	55	620
	2010	[ktep]	0	806	103	100	1,008
	i.m.a. ⁽¹⁾	[%]	0.0	+3.4	+27.8	+5.9	4.5
Industria	1996	[ktep]	209	661	3,538	2,539	6,947
	2010	[ktep]	153	616	5,622	3,149	9,540
	i.m.a. ⁽¹⁾	[%]	-1.9	-0.5	+4.2	+1.7	+2.7
Residenziale	1996	[ktep]	177	1,485	4,113	796	6,571
	2010	[ktep]	158	1,243	6,187	1,266	8,854
	i.m.a. ⁽¹⁾	[%]	-0.8	-1.2	+3.6	+4.2	+2.5
Terziario e P.A.	1996	[ktep]	0	412	1,083	803	2,298
	2010	[ktep]	0	401	1,583	1,548	3,532
	i.m.a. ⁽¹⁾	[%]	0.0	-0.2	+3.3	+6.6	+3.8
Trasporti	1996	[ktep]	0	6,605	15	95	6,715
	2010	[ktep]	0	9,899	27	129	10,055
	i.m.a. ⁽¹⁾	[%]	0.0	+3.6	+5.7	+2.5	+3.6
Totale	1996	[ktep]	386	9,707	8,770	4,288	23,151
	2010	[ktep]	311	12,965	13,522	6,192	32,990
	i.m.a.⁽¹⁾	[%]	-1.4	+2.4	+3.9	+3.2	+3.0

Nota:

(1) Indice Medio Annuo

4.2.3 Previsioni del GRTN e della Regione Lombardia

Le previsioni del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) sono limitate al settore dell'energia elettrica, e non quindi al complesso del fabbisogno energetico della Regione (Regione Lombardia, 2003). In base ai dati, aggiornati al 2000, i consumi lombardi di energia elettrica, calcolati come quelli reali dell'utenza finale comprese le perdite di rete, sono risultati equivalenti a 62,297 GWh. Le previsioni al 2010 sono, in proiezione, pari a 82,500 GWh (equivalenti a 7,096 ktep), corrispondenti quindi ad un incremento complessivo del 32.5% circa rispetto al dato relativo al 2000.

Per quanto concerne la Regione Lombardia, in modo analogo a quanto sopra riportato nelle previsioni realizzate dall'ENEA, sono stati considerati tre differenti scenari (scenari A, B, C), che tengano conto sia delle prospettive di consumo finale che della capacità di produzione ed importazione.

Vengono di seguito sintetizzati i tre scenari considerati:

- scenario A: al 2010 è previsto un consumo finale netto di 31,167 ktep; tale valore tiene conto del grado di evoluzione tecnologica osservata tra il 1990 ed il 2000, accentuata dall'ipotesi di un medio livello di successo delle iniziative di sostegno pubblico all'uso razionale dell'energia. Le principali assunzioni sono:
 - la penetrazione delle tecnologie per lo sfruttamento delle biomasse e dei rifiuti a fini energetici, ipotizzata al 30% dei rispettivi potenziali (2,500 e 5,500 kton/anno), mentre per lo sfruttamento delle risorse idrauliche si ipotizza il potenziamento dei grandi impianti di produzione ex ENEL e delle aziende ex municipalizzate con una produzione aggiuntiva di circa 700 GWh rispetto al 2000;
 - l'importazione di energia elettrica, ridotta, anche mediante la costruzione di nuovi impianti di generazione, al 10% rispetto all'attuale 35-38%, con una produzione interna proveniente da impianti termoelettrici esistenti potenziati, migliorati e nuovi ed in cogenerazione. Si ipotizza altresì il raddoppio della produzione di calore per teleriscaldamento e cogenerazione che dovrebbe passare dagli attuali 610 ktep a quasi 1,200 ktep;
- scenario B: tale scenario si differenzia in maniera estremamente contenuta dal precedente. Il consumo finale netto previsto è di 31,078 ktep, e tiene conto di un più alto successo delle iniziative a sostegno all'uso razionale dell'energia, e di conseguenza a minori consumi elettrici rispetto alle previsioni del GRTN;
- scenario C: sviluppato come semplice ipotesi, prevede un consumo finale netto di 28,000 ktep, risultato di un livello molto elevato di recupero energetico nell'efficienza degli usi finali ed un forte attecchimento nel territorio lombardo di impianti alimentati da fonti rinnovabili. Le assunzioni sono le seguenti:
 - penetrazione delle tecnologie di sfruttamento delle biomasse e dei rifiuti ipotizzata al 50% dei rispettivi potenziali, cui si aggiunge la realizzazione di impianti idroelettrici molto piccoli per la produzione di 200 GWh aggiuntivi rispetto agli altri due scenari;
 - importazione di energia elettrica ipotizzata al 10% del fabbisogno regionale, con una produzione interna da impianti termoelettrici nuovi, esistenti potenziati e ammodernati ed in cogenerazione. In particolare si ipotizza il triplicamento della produzione di calore per teleriscaldamento e cogenerazione, per una quota pari a quasi 1,800 ktep/anno.

4.2.4 Sintesi delle Previsioni

Alla luce di quanto riportato nei precedenti paragrafi, nella tabella sottostante si riassume il quadro delle previsioni, per la Regione Lombardia, al 2010 (Regione Lombardia, 2003).

Sintesi delle Previsioni dei Consumi Finali di Energia al 2010 ⁽¹⁾				
Fonte		Energia Primaria [ktep]	Di cui Elettrica [GWh]	Note
ENEA	Bassa	26,101	72,001	Non basata su analisi econometriche; escluse variabili congiunturali e tecnologiche
	Alta	32,990	57,849	Non basata su analisi econometriche; escluse variabili congiunturali e tecnologiche
Regione Lombardia	Scenario A	31,167	79,190(2)	Basata sulla proiezione di dati "storici" reali del GRTN per i soli consumi elettrici; impatto medio delle politiche di sostegno all'uso razionale dell'energia e diffusione delle fonti rinnovabili
	Scenario B	31,078	78,155	Come sopra, con impatto più alto delle politiche di sostegno all'uso razionale dell'energia
	Scenario C	28,000	73,700	Impatto delle politiche di sostegno all'uso razionale dell'energia e diffusione delle fonti rinnovabili molto elevati

Note:

- (1) A fini comparativi, l'energia termica da teleriscaldamento/cogenerazione è stata trasformata in energia primaria
- (2) Valore estrapolato sottraendo dal fabbisogno agli utenti finali ipotizzato al 2010 dal GRTN (82,500 GWh) le perdite (prevedendo un tasso di incremento medio annuo di circa il 2.72% rispetto al valore effettivo del 2000)

Occorre infine sottolineare come l'andamento del 2001 e del 2002, relativo ai consumi elettrici, tenda a confermare l'ipotesi di crescita individuata dal GRTN.

In sintesi:

- **lo scenario assunto a riferimento nelle previsioni della Regione Lombardia è rappresentato dal caso "B"**, nel quale i consumi elettrici previsti al 2010 sono inferiori a quelli del GRTN di circa 1,000 GWhe, nell'ambito di consumi complessivi di energia primaria nei quali è palese la buona riuscita delle politiche di sostegno all'uso razionale dell'energia (risparmio energetico) ed alla diffusione delle fonti rinnovabili;
- **lo scenario "C"**, di concezione molto avanzata, **rappresenta un traguardo teorico verso il quale tendere** (specie nel caso dello sviluppo delle fonti rinnovabili), pur nella consapevolezza della sua distanza;

- è indispensabile eseguire un costante monitoraggio nel tempo dell'andamento "reale" della richiesta elettrica (e primaria) in Lombardia, allo scopo di adattare flessibilmente la programmazione (che si esprime in termini di sostegno finanziario e di disponibilità al rilascio di autorizzazioni per impianti di generazione) alle necessità concrete e documentate provenienti dall'utenza della Regione Lombardia.

Il raggiungimento dell'obiettivo tracciato dallo scenario "B" verrà perseguito mediante il sostegno al risparmio energetico (in edilizia e nei consumi finali), mediante l'ammodernamento ed il potenziamento degli impianti di generazione già esistenti e mediante la realizzazione di un limitato numero di impianti di produzione di energia supplementari, alimentati con combustibili poco inquinanti, distribuiti sul territorio (Regione Lombardi, 2003).

5 BILANCI ENERGETICI COMUNALI

Nel presente capitolo vengono riportati, con riferimento al territorio del Comune di Brescia:

- l'analisi del fabbisogno energetico relativo al periodo 1997-2001 con riferimento alle fonti fisse civili e industriali (Paragrafo 5.1);
- la stima dei fabbisogni energetici futuri (Paragrafo 5.2);
- la descrizione degli scenari di copertura del fabbisogno energetico (Paragrafo 5.3).

Le informazioni riportate sono tratte dal Piano Energetico Comunale (Comune di Brescia, 2002a), contenuto nel Piano Regolatore Generale del Comune di Brescia ed approvato dalla Giunta della Regione Lombardia con Delibera No. VII/17074 del 6 Aprile 2004. Per ulteriori indicazioni sulla politica energetica bresciana si rimanda al Quadro di Riferimento Programmatico del SIA.

5.1 DOMANDA E OFFERTA DI ENERGIA

5.1.1 Energia Elettrica

Nelle tabelle seguenti viene evidenziato l'andamento dei quantitativi di energia elettrica immessa in rete (rispettivamente in valori assoluti ed in percentuale) in relazione ai fabbisogni di energia finale delle varie utenze.

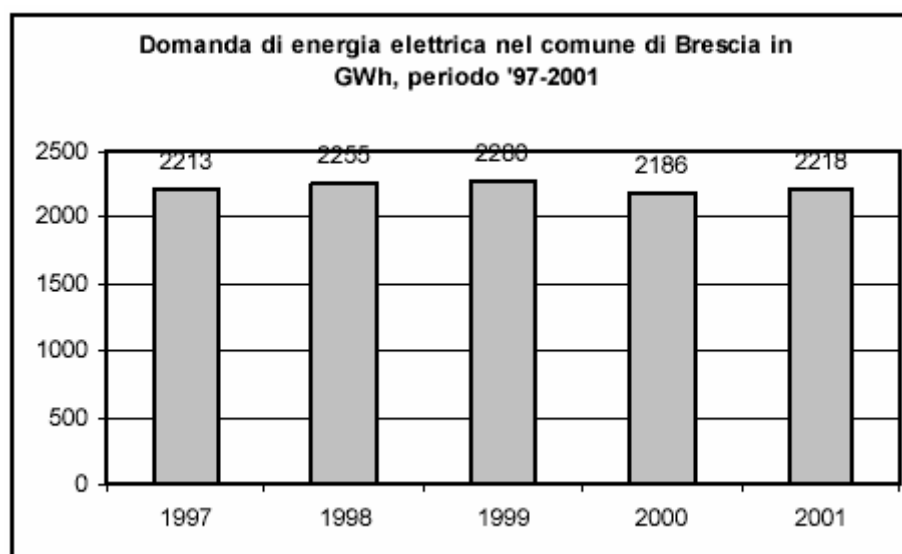
Energia Elettrica immessa nella Rete della Città di Brescia (Valori Assoluti) fonte: Piano Energetico Comunale (2002)						
Anno	EE totale immessa in rete (GWh/anno)	Di cui perdite (GWh/anno)	Consumi (GWh/anno)			
			Illuminazione Pubblica	Utenza Domestica	Piccola Industria e Terziario (MT/BT)	Utenze industriali (AT)
1997	2,241	28	22	197	553	1,441
1998	2,303	48	22	201	563	1,470
1999	2,325	45	24	208	587	1,461
2000	2,269	83	20	209	585	1,372
2001	2,288	70	20	209	617	1,372

Energia Elettrica Immessa nella Rete della Città di Brescia (valori Percentuali) fonte: Piano Energetico Comunale (2002)						
Anno	EE totale immessa in rete (%)	Di cui perdite (%)	Consumi (%)			
			Illuminazione Pubblica	Utenza Domestica	Piccola Industria e Terziario (MT/BT)	Utenze industriali (AT)
1997	100	1.2	1.0	8.8	24.7	64.3
1998	100	2.1	1.0	8.7	24.4	63.8
1999	100	1.9	1.0	8.9	25.2	62.8
2000	100	3.7	0.9	9.2	25.8	60.5
2001	100	3.1	0.9	9.1	27.0	60.0

È evidente la forte incidenza del terziario e dell'industria che complessivamente superano, in tutto il periodo considerato, l'85% del consumo energetico complessivo. Inoltre, va osservato come le utenze di tipo industriale ad alta tensione (AT) rappresentino una percentuale superiore al 60% dei consumi totali, mentre, a titolo di confronto, i consumi domestici sono limitati a meno del 10%.

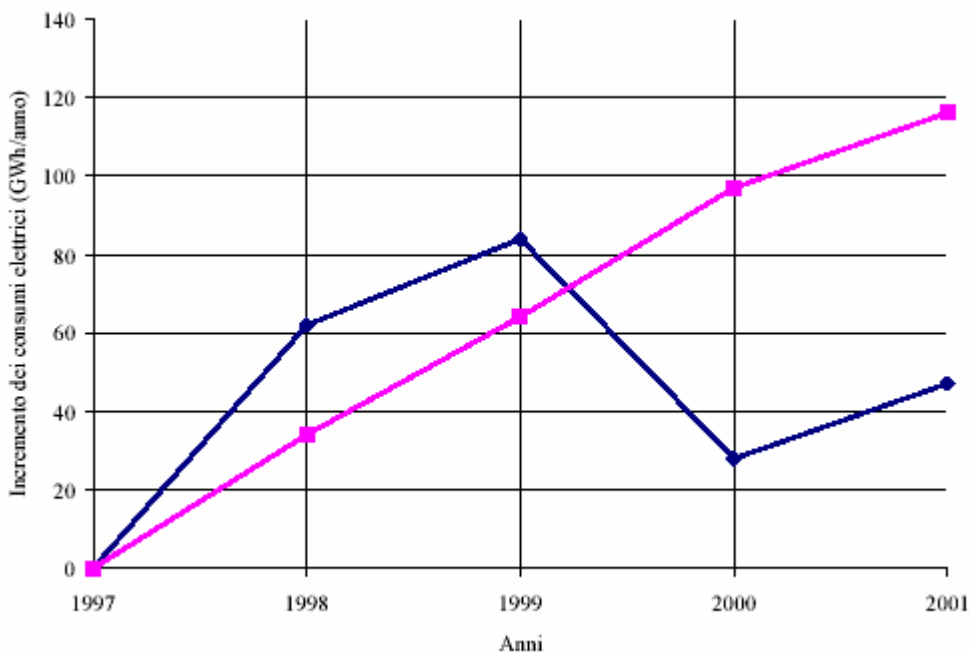
L'industria, quindi, è la componente più energivora il che conferma il carattere fortemente industriale del Comune di Brescia.

La figura seguente riporta la somma dei consumi di energia finale (al netto delle perdite) con riferimento ai settori precedentemente considerati (illuminazione pubblica, utenze domestiche, piccola industria e terziario, industria).



Per quanto riguarda l'andamento temporale dell'energia immessa in rete, si nota che, complessivamente, negli ultimi cinque anni vi è stato un aumento di 47 GWh; se, invece, si guarda la somma degli usi finali, tale aumento è di soli 5 GWh. In particolare, l'andamento ha registrato un incremento massimo del 2.8% nel 1998 rispetto al 1997 e un decremento pari a circa allo 0.2% nel 2000 rispetto al 1999.

La figura seguente, che riporta l'incremento dei consumi totali di energia elettrica (spezzata irregolare) a confronto con i consumi globali senza l'inclusione dei consumi industriali in AT (spezzata regolare), mette in evidenza che escludendo questi ultimi i consumi di tutti gli altri settori risultano essere in crescita con un ritmo di circa 25 GWh/anno (mediamente il 3.1% di tutto il comparto a bassa tensione, pari all'1.3% dei consumi totali).



Come si può evincere dai dati riportati nella tabella seguente la maggior parte dell'energia elettrica richiesta dalla città viene prodotta al di fuori del territorio comunale. Si nota, comunque, il graduale e forte incremento dell'energia prodotta nell'ambito del territorio in esame grazie alla completa messa in esercizio del Termoutilizzatore che ha raggiunto il pieno regime di funzionamento nel 2001. Come si può osservare, il TU ha consentito di aumentare la quota di produzione comunale sul fabbisogno totale dal 17% al 34%.

Ripartizione Territoriale della Produzione di Energia Elettrica fonte: Piano Energetico Comunale (2002)				
Anno	Fabbisogno di Energia Elettrica Totale (GWh)	Energia Elettrica da Impianti ASM a Brescia (GWh)	Energia Elettrica da Impianti Esterni a Brescia (GWh)	Copertura del Fabbisogno (%)
1997	2,213	381	1,860	17
1998	2,255	474	1,829	21
1999	2,281	635	1,691	28
2000	2,186	725	1,544	33
2001	2,218	757	1,531	34

Di fatto la produzione ASM in Brescia è raddoppiata nel quinquennio preso come riferimento e il quadro del contributo delle singole centrali è illustrato nella tabella seguente.

Energia Elettrica Prodotta dagli Impianti ASM nel Territorio Comunale fonte: Piano Energetico Comunale (2002)				
Anno	Produzione Totale (GWh)	Termoutilizzatore (GWh)	Lamarmora (GWh)	Centrale Nord (GWh)
1997	381	0	374	7
1998	474	94	380	0
1999	635	245	390	0
2000	725	278	444	3
2001	757	336	421	0

Oltre all'aumento del contributo del Termoutilizzatore, è complessivamente incrementata anche la produzione di energia della centrale policombustibile Lamarmora, mentre si è praticamente annullata la produzione della centrale Nord, utilizzata, di fatto, per la sola produzione di calore ai fini della copertura dei picchi invernali della rete di teleriscaldamento o di energia elettrica in caso di indisponibilità degli altri impianti.

5.1.2 Energia Termica

L'analisi dei flussi di energia termica viene condotta considerando:

- il calore fornito dalla rete di teleriscaldamento (Paragrafo 5.1.2.1);
- la fornitura di gas naturale e di gasolio (Paragrafo 5.1.2.2).

La tabella seguente riporta la sommatoria dell'energia termica offerta in risposta alla domanda delle diverse utenze presenti sul territorio comunale (calore immesso nella rete di teleriscaldamento e contenuto energetico dei combustibili utilizzati sul territorio comunale per le utenze di tipo fisso).

Sommatoria dell'Energia Termica Offerta in Risposta alla Domanda fonte: Piano Energetico Comunale (2002)	
Anno	GWh termici
1997	2,362
1998	2,584
1999	2,772
2000	2,674 ⁽¹⁾
2001	2,700

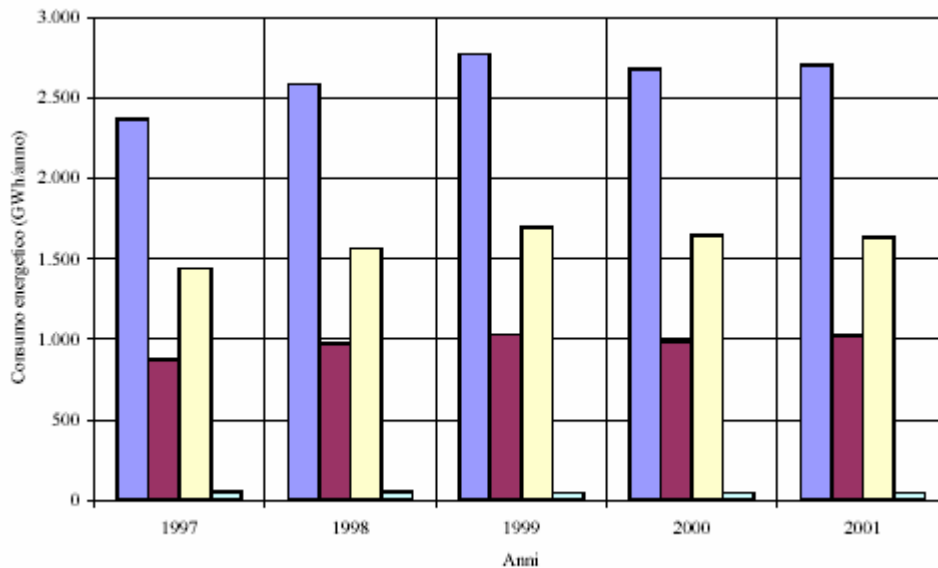
Nota:

- 1) Per gli anni 2000 e 2001 il consumo di gasolio, non essendo disponibile, è stato considerato pari a quello relativo al 1999

La fornitura globale di calore è dell'ordine dei 2,700 GWh/anno corrispondenti a circa 232,000 t equivalenti di petrolio (TEP) in termini di energia finale (circa 300,000 TEP/anno in termini di energia primaria).

Nel quinquennio analizzato tale fabbisogno è aumentato del 14%, pari a un incremento medio del 3.6% all'anno. Mediamente, il 60% del carico è stato coperto dal gas naturale, il 38% dalla rete di teleriscaldamento e il rimanente 2% dal gasolio (si veda la figura seguente, dove è riportata, per il quinquennio analizzato, la copertura dei carichi termici con i diversi vettori. In particolare da sinistra a destra sono rappresentati: consumo totale, teleriscaldamento, gas naturale e gasolio).

Copertura dei Carichi Termici
fonte: Piano Energetico Comunale (2002)



5.1.2.1 Rete di Teleriscaldamento

L'attuale grado di copertura della volumetria servita dal teleriscaldamento è attualmente pari a circa il 65% del totale e pur essendo non distante dai limiti tecnico-economici imposti dai costi di distribuzione e allacciamento, ha tuttora un significativo margine di sviluppo soprattutto nelle zone periferiche (Villaggi Sereno, Violino, Badia, Folzano, Fornaci), solo di recente raggiunte dalla rete di distribuzione, e nelle nuove zone residenziali di futura realizzazione (quartiere S. Polino, Centro Fiera, Comparto Milano, Borgo Whürer, ecc.).

Nella tabella seguente sono riportati per il periodo 1997-2001 i dati relativi all'energia immessa nella rete di teleriscaldamento.

Energia Immessa nella Rete di Teleriscaldamento fonte: Piano Energetico Comunale (2002)							
Anno	Impianti Combinati (GWh)⁽¹⁾	Impianti semplici (GWh)⁽²⁾	Totale Prodotto (GWh)	Imnesso in rete (GWh)⁽³⁾	Erogato (GWh)⁽⁴⁾	Numero di Utenze Allacciate	Migliaia di m³ serviti
1997	1,109	25	1,134	1,013	872	7,821	29,072
1998	1,172	51	1,223	1,118	971	8,722	30,099
1999	1,277	23	1,299	1,176	1,029	9,704	31,026
2000	1,393	30	1,423	1,141	983	10,482	31,830
2001	1,390	28	1,418	1,214	1,023	11,324	32,568

Note:

- (1) Produzione combinata di energia termica ed elettrica
- (2) Sola produzione di energia termica a mezzo di caldaie semplici
- (3) La fornitura di calore è relativa all'intera rete, quindi è riferita alle utenze interne al Comune e a quelle pertinenti ad altri Comuni limitrofi. Queste ultime, comunque, sono trascurabili rispetto alle prime
- (4) In base a dati ASM, le perdite delle reti di teleriscaldamento si assestano intorno al 15%

In relazione alle caratteristiche tecniche delle centrali di produzione e della rete di distribuzione, si osserva come la quasi totalità dell'energia termica (oltre il 99%) provenga dagli impianti di cogenerazione.

Se si considera l'energia erogata dalla rete di teleriscaldamento per categorie di utenza (si veda la tabella seguente) risulta evidente come l'utenza residenziale sia quella più importante (mediamente il 58% del calore erogato). Seguono utenze ospedaliere (8% circa), industriali (3-4% circa) e artigianali (2-3% circa), altre utenze (27-28%).

Energia Erogata dalla rete di Teleriscaldamento per Categorie di Utenza (Valori in GWh/anno) fonte: Piano Energetico Comunale (2002)						
Anno	Utenze Domestiche	Utenze Ospedaliere	Utenze Artigianali	Utenze Industriali	Altri Usi	Totale Erogato
1997	502	69	23	35	243	872
1998	565	79	23	33	271	971
1999	599	83	25	36	287	1,029
2000	580	72	32	31	267	983
2001	588	89	32	36	279	1,023

5.1.2.2 Gas Naturale e Gasolio

Nonostante la capillare penetrazione del teleriscaldamento il gas naturale copre ancora gran parte della domanda di energia termica del Comune di Brescia (circa il 60%) in quanto esso viene largamente utilizzato per usi industriali tecnologici e

pertanto non sostituibili dal teleriscaldamento. La fornitura ASM rappresenta circa il l'80-82% del totale erogato, mentre la rimanente parte è fornita dalla SNAM Rete Gas (si veda la tabella seguente).

Volume di Gas Fornito Annualmente da ASM e SNAM Rete Gas (Valori in Mm³) fonte: Piano Energetico Comunale (2002)				
Anno	Totale Gas Naturale erogato da ASM	Uso Civile	Deroghe⁽¹⁾	Gas Naturale erogato da SNAM (Utenze Industriali)⁽²⁾
1997	120,907	96,600	28,307	30
1998	133,921	97,943	35,978	30
1999	148,007	102,308	45,699	30
2000	142,644	93,825	48,819	30
2001	141,162	91,719	49,443	30

Note:

- (1) Quantitativi ceduti ai prezzi riservati ai grandi consumatori
(2) I dati SNAM Rete Gas sono stimati

La tabella seguente riporta i corrispondenti valori in termini di energia. E' possibile notare che gli usi civili e quelli relativi alle piccole aziende rappresentano la maggior parte della fornitura ASM, mentre i settori caratterizzati da consumi di superiore entità (grandi aziende) rappresentano la totalità della copertura SNAM Rete Gas.

Energia Termica da Gas Naturale (valori in GWh/anno) fonte: Piano Energetico Comunale (2002)					
Anno	Gas Naturale erogato da ASM⁽¹⁾			Gas Naturale Erogato da SNAM Rete Gas (Utenze Industriali)	Totale Fabbisogno
	Usi Civili e Piccole Aziende	Usi Industriali e Ospedalieri	Totale Erogato da ASM		
1997	883	270	1,153	286	1,439
1998	934	343	1,277	286	1,563
1999	976	436	1,411	286	1,697
2000	895	465	1,360	286	1,646
2001	875	471	1,346	286	1,632

Nota:

- (1) Questi dati sono disponibili suddivisi per le seguenti categorie di utenza: cottura cibi; riscaldamento individuale; riscaldamento centralizzato; usi comunali; usi tecnologici e altri usi ma solo per l'intera rete di distribuzione che copre anche i comuni limitrofi a quello di Brescia. I consumi delle utenze del Comune rispetto all'intero bacino servito da ASM sono pari a circa il 50%.

La restante quota di domanda (il 2% circa) di energia termica del comune viene coperta grazie alla fornitura di gasolio, i cui valori sono riportati nella tabella seguente in termini energetici. Come evidente, il contributo è ridotto e tende a diminuire nel tempo a favore dell'energia termica distribuita dalla rete di teleriscaldamento.

Energia Termica da Gasolio (valori in GWh/anno) fonte: Piano Energetico Comunale (2002)	
Anno	Gasolio
1997	51
1998	49
1999	45
2000	45
2001	45

5.1.3 Dati di Sintesi

L'analisi energetica relativa alla situazione attuale, riportata nei precedenti paragrafi, ha permesso di evidenziare che:

- il più grande consumatore di energia elettrica risulta essere il settore industriale i cui fabbisogni sono strettamente connessi all'andamento congiunturale;
- tra i grandi consumatori di energia termica si distingue il settore domestico che risulta legato all'andamento demografico, al programma di estensione della rete di teleriscaldamento, alle caratteristiche climatiche dell'area ed energetiche degli edifici, alle abitudini degli utenti e ai potenziali interventi di risparmio energetico che si vorranno adottare;
- a livello qualitativo si nota che il bilancio energetico della città di Brescia è fortemente caratterizzato dalla presenza di sistemi di tipo cogenerativo che consentono un impiego più efficiente dell'energia primaria associata ai diversi combustibili.

Sulla base dei bilanci effettuati è possibile valutare i rendimenti medi lordi di produzione su base annua elettrico e termico pari rispettivamente al 28 e al 45%. Ciò significa che, a partire da 1 MJ di energia primaria, vengono ricavati circa 280 kJ elettrici e 450 kJ termici. Considerando che il rendimento medio nazionale di generazione elettrica è pari circa al 39% e che il rendimento termico medio di una caldaia domestica di tipo tradizionale può essere posto pari al 75%, è possibile quantificare il beneficio in termini di risparmio di energia primaria in ingresso a parità di energia elettrica e termica disponibile. Infatti, utilizzando i sistemi tradizionali per ricavare 280 kJ elettrici 450 kJ termici occorrerebbero

rispettivamente 718 kJ e 600 kJ e di energia primaria. In totale, quindi, 1,318 MJ contro il valore unitario del sistema cogenerativo. In conclusione, si può affermare che, in funzione delle ipotesi fatte e dei dati a disposizione, l'efficienza del sistema cogenerativo di Brescia consente un risparmio di oltre il 24% rispetto alle prestazioni medie del mix nazionale.

In aggiunta, l'introduzione del TU ha fatto in modo che i rifiuti assumessero un ruolo fondamentale nel bilancio energetico del Comune di Brescia con un risparmio di circa 110,000 TEP/anno.

Nel complesso e con riferimento ai dati 2001, il fabbisogno energetico della città è sintetizzato nella tabella seguente.

Si stima un contributo delle fonti rinnovabili pari a circa all'11.3%³.

Quadro Riassuntivo dei Consumi di Energia Primaria del Comune di Brescia suddivisi per Categorie di Vettori Energetici fonte: Piano Energetico Comunale (2002)		
Tipo di Approvvigionamento Energetico e Relativa Destinazione	Totale in Energia Primaria (GWh/anno)	Incidenza sul Consumo Energetico Totale (%)
Combustibili Rinnovabili utilizzati per la Produzione di Energia Elettrica e Termica	1,298 ⁽¹⁾	9.8
Combustibili Fossili ⁽²⁾ utilizzati per la Produzione di Energia Elettrica e Termica	7,438 ^{(3),(4)}	56.4
Combustibili per Trasporti Pubblici e Privati	4,462	33.8
<i>Totale</i>	<i>13,198</i>	<i>100.0</i>

Nota:

- (1) Ottenuti da RSU
- (2) Sostanzialmente carbone, OCD e Gas Naturale
- (3) Del totale 3,920 GWh/anno sono da attribuire alla produzione di energia elettrica prodotta al di fuori dei confini comunali considerando un approvvigionamento elettrico di 1,529 GWh/anno e un rendimento medio di generazione del 39%; inoltre 1,677 GWh/anno sono da attribuire alla combustione di gas naturale e gasolio in caldaie semplici
- (4) Viene assunto che l'energia elettrica importata venga prodotta quasi totalmente con gli impianti ASM operanti al di fuori dei confini del Comune di Brescia. In realtà, dei 7,438 GWh di energia primaria, circa 205 GWh equivalenti (2.8%, pari all'1.5% sul totale generale di 13,198 GWh/anno) sono da attribuire agli impianti idroelettrici e a biogas ASM che nel 2001 hanno immesso in rete circa 80 GWh elettrici.

³ Dati dalla somma del contributo delle fonti rinnovabili utilizzate con gli impianti ASM all'interno e all'esterno dei confini del Comune di Brescia

5.2 PREVISIONI FUTURE

In seguito è riportata la stima dei fabbisogni energetici futuri effettuata dal Piano Energetico Comunale (PEC) prendendo come anno di riferimento il 2006 (Comune di Brescia, 2002a).

5.2.1 Energia Elettrica

Per quanto concerne l'energia elettrica le previsioni del PEC fanno riferimento alle seguenti modalità:

- viene mantenuto costante il consumo in AT delle utenze industriali registrato nel 2001;
- per tutti gli altri settori viene applicato un aumento di 25 GWh/anno (pari a circa l'1% dei consumi elettrici totali);
- le perdite vengono mantenute sui livelli di quelle registrate nel 2001.

Applicando i criteri sopra esposti al fabbisogno di energia elettrica si ottengono le stime dei relativi andamenti nel tempo e che sono illustrati nella seguente tabella.

Stima degli Incrementi dei Consumi Anni di Energia Elettrica fonte: Piano Energetico Comunale (2002)				
Anno	Consumi in AT (GWh)	Consumi in BT- MT (GWh)	Perdite (GWh)	Totale (GWh)
2002	1,372	871	70	2,313
2003	1,372	896	70	2,338
2004	1,372	921	70	2,363
2005	1,372	946	70	2,388
2006	1,372	971	70	2,413

5.2.2 Energia Termica

Per quanto concerne l'energia termica, le previsioni del Piano Energetico Comunale fanno riferimento alle seguenti modalità:

- viene mantenuto costante l'incremento registrato negli ultimi 5 anni per i consumi di gas naturale (193 GWh in più nel 2001 rispetto al 1997, pari a 38.6 GWh/anno) e mantenuto costante il consumo di gasolio (45 GWh);

- viene considerata la previsione ASM di espansione della volumetria allacciata (si veda la tabella seguente).

Stima degli Incrementi dei Consumi di Energia Termica fonte: Piano Energetico Comunale (2002)			
Anno	Programmi di Aumento Volumetria Riscaldata (m³)	Volumetria Totale Riscaldata⁽²⁾ (migliaia di m³)	Volumetria Totale Riscaldata a Brescia (migliaia di m³)
2002	650,000	33,744 ⁽³⁾	33,406
2003	600,000	34,344	34,000
2004	550,000	34,894	34,544
2005	400,000	35,294	34,940
2006	400,000 ⁽¹⁾	35,694	35,337

Note:

- (1) Le previsioni ASM si limitano al 2005. Per il 2006 viene quindi considerata un'espansione pari a quella dell'anno precedente
- (2) Tutta la rete
- (3) Si considera una volumetria riscaldata di 33,093,740 m³ per il 2001

Applicando i criteri sopra esposti al fabbisogno di energia termica si ottengono le stime dei relativi andamenti nel tempo e che sono illustrate nella seguente tabella.

Stima degli Incrementi dei Consumi Annu di Energia Termica fonte: Piano Energetico Comunale (2002)			
Anno	Energia immessa nella Rete di Teleriscaldamento (GWh)⁽¹⁾	Gas Naturale e Gasolio (GWh)	Totale (GWh)
2002	1,343.0	1,715.6	3,058.6
2003	1,366.9	1,754.2	3,121.1
2004	1,388.8	1,792.8	3,181.6
2005	1,404.7	1,831.4	3,236.1
2006	1,420.6	1,870.0	3,290.6

Nota:

- (1) Valore calcolato sulla base di indicazioni ASM: l'energia specifica da immettere in rete per ogni m³ allacciato è pari a 39.8 kWh (media annua)

5.3 SCENARI DI COPERTURA DEL FABBISOGNO ENERGETICO

Gli scenari di copertura al 2006 del Piano Energetico Comunale partono dalle seguenti ipotesi relative alla centrali ASM (Comune di Brescia, 2002a):

- entrata in funzione della terza linea del termoutilizzatore;
- ammodernamento dei gruppi 1 e 2 della Centrale Lamarmora (attraverso la sostituzione degli attuali impianti con cicli combinati ad alta efficienza).

In particolare, il PEC ipotizza che le modalità di funzionamento degli impianti di cogenerazione siano le seguenti:

- il TU funzionerà continuativamente ed a pieno carico per tutto l'anno, salvo i periodi di manutenzione che saranno concentrati nella stagione estiva. Il recupero di calore sarà massimizzato nei mesi invernali, mentre sarà limitato nei mesi estivi;
- i gruppi a cogenerazione della Centrale Lamarmora verranno utilizzati per integrare il calore fornito dal termoutilizzatore a seconda della richiesta di calore della rete di teleriscaldamento e potranno inoltre essere utilizzati, in funzione dell'andamento del mercato elettrico e dei programmi di dispacciamento fissati dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, anche per la produzione semplice di energia elettrica.

Sul fronte dell'energia termica, tuttavia, va segnalato che l'incremento della volumetria servita dal teleriscaldamento richiederà probabilmente di aumentare la potenza termica disponibile oltre al contributo che sarà conseguito con la terza linea. Di tale esigenza si potrà tenere conto nell'ambito del progetto di ammodernamento della Centrale Lamarmora.

Indicativamente, il fabbisogno della rete del teleriscaldamento all'anno 2006 è stimato in 1,421 GWh (si veda il precedente Paragrafo 5.2.2) e potrebbe essere prodotto dagli impianti di generazione ASM in funzionamento cogenerativo. Tale fabbisogno sarà coperto - ipotizzando che il sistema ASM abbia, nell'anno 2006 e in assetto cogenerativo, un rendimento medio termico ed elettrico pari rispettivamente al 56 e 31% - con un utilizzo di 2,519 GWh di energia primaria.

Conseguentemente, la contemporanea produzione elettrica raggiungerà i 775 GWh. Inoltre, essendo il fabbisogno elettrico stimato per il medesimo anno pari a 2,413 GWh (si veda il precedente Paragrafo 5.2.1) resterebbe da coprire una quota residua di 1,638 GWh a mezzo della generazione elettrica semplice. Ipotizzando la relativa efficienza pari al 40% risulterebbe quindi necessario l'impiego di ulteriori 4,095 GWh di energia primaria.

6 L'APPROVVIGIONAMENTO ENERGETICO A BRESCIA

L'approvvigionamento energetico della città di Brescia fa per buona parte riferimento all'ASM Brescia S.p.A. ASM attualmente gestisce i principali servizi locali di pubblica utilità: energia elettrica, acqua potabile, gas, teleriscaldamento, illuminazione pubblica, igiene urbana, fognature e depurazione.

Nel presente capitolo vengono descritti la rete di teleriscaldamento (Paragrafo 6.1), le centrali di cogenerazione e le caldaie semplici che alimentano la rete (Paragrafo 6.2). Viene inoltre analizzato lo schema di approvvigionamento energetico (Paragrafo 6.3), il sistema di distribuzione dell'energia elettrica e del gas (Paragrafo 6.4) e l'uso delle diverse fonti energetiche fossili e rinnovabili (Paragrafo 6.5).

Se non altrimenti precisato, le informazioni riportate sono tratte dai seguenti riferimenti:

- Comune di Brescia, 2001;
- Comune di Brescia, 2002a;
- ASM Brescia S.p.A, 2003a;
- sito web <http://www.asm.brescia.it>.

6.1 TELERISCALDAMENTO

6.1.1 Caratteristiche Generali dei Sistemi di Teleriscaldamento

Il teleriscaldamento è un servizio energetico urbano mediante il quale il calore, nel caso del progetto in esame prodotto congiuntamente all'energia elettrica, viene distribuito tramite una rete di tubazioni interrato ed utilizzato per il riscaldamento degli edifici o come acqua calda per uso igienico-sanitario (sito web Associazione Italiana Riscaldamento Urbano, <http://www.airu.it>).

Brescia è stata la prima città italiana che ha introdotto, a partire dal 1972, il sistema di teleriscaldamento. Sebbene alla realtà di Brescia abbiano fatto eco altre città (Verona, Modena, Mantova, Torino) attualmente, in Italia, nella maggior parte dei casi, il riscaldamento civile è organizzato in modo tale che ogni edificio provvede indipendentemente alle proprie necessità. Il calore per il riscaldamento viene quindi prodotto separatamente dall'elettricità o da altri processi industriali, con conseguente significativo spreco di energia.

Le singole caldaie presenti all'interno degli edifici richiedono una costante manutenzione e bruciano combustibile primario per produrre acqua calda per il riscaldamento invernale degli ambienti e per uso igienico-sanitario. Questo sistema di produzione utilizza nell'arco dell'anno non più del 75% dell'energia immessa e dissipa la parte del calore qualitativamente più pregiata, ossia quella parte che nella combustione si manifesta ad alta temperatura.

Tra le diverse tecnologie disponibili, la cogenerazione, produzione contemporanea di energia elettrica e calore, consente di ottenere un elevato risparmio energetico rispetto alla produzione separata delle medesime quantità di energia e una sostanziale riduzione delle emissioni di inquinanti nell'atmosfera. Nata per soddisfare le esigenze del settore industriale, la cogenerazione ha trovato nel teleriscaldamento una collocazione ottimale per soddisfare le esigenze di riscaldamento degli ambienti tipiche del settore civile. A livello urbano uno o pochi impianti di cogenerazione, abbinati al teleriscaldamento, sono in grado di fornire calore a vaste aree urbane, rendendo superflue le caldaie condominiali.

In breve la cogenerazione consente di sfruttare al meglio l'energia del combustibile nell'ottica di un uso razionale dell'energia stessa; permette di recuperare l'energia "dequalificata" del processo termoelettrico tradizionale, la quale, con opportuni accorgimenti, viene impiegata per il riscaldamento degli edifici. Il rendimento globale del ciclo raggiunge in tal modo valori del 90%, con conseguente risparmio di fonti primarie di energia e benefici di tipo ambientale (contenimento dell'inquinamento atmosferico).

6.1.1.1 Trasporto del Calore alle Singole Utenze

Il calore prodotto dalla centrale viene distribuito ai diversi punti di consegna presso i singoli edifici della città o del quartiere, sotto forma di acqua surriscaldata attraverso una rete di condotte interrate, posate sotto le sedi stradali, realizzata con tubi dotati di isolamento termico.

In ciascun edificio la caldaia tradizionale viene disattivata e sostituita da un semplice scambiatore di calore, a mezzo del quale l'energia termica è ceduta all'impianto di distribuzione interna dell'edificio, che rimane inalterato.

Con questo sistema è possibile estendere il servizio calore ad intere e distinte aree urbane, rendendolo quindi un vero e proprio servizio pubblico, similmente all'acquedotto o alla rete elettrica cittadina.

Ogni utente può misurare e controllare il proprio consumo di calore; ciascun edificio è in grado di mantenere l'attuale individualità termica, in quanto, in corrispondenza del punto di consegna, vengono installate apposite apparecchiature di regolazione ed

un contatore di calore che misura il consumo effettivo, lasciando libero ciascun utente di gestire autonomamente i propri consumi.

6.1.1.2 Vantaggi del Teleriscaldamento

Il teleriscaldamento presenta innegabili vantaggi sia per l'utente sia a livello globale. In particolare, per quanto riguarda l'utenza:

- è un servizio gradito per la semplicità, la comodità, la sicurezza (non viene distribuito combustibile ma acqua calda);
- non sono necessarie le infrastrutture legate ai tradizionali sistemi individuali di produzione interna del calore, quindi caldaia, cisterna del gasolio, canna fumaria, scarichi di sicurezza, infrastrutture che occupano spazio e richiedono investimenti per la loro installazione oltre che periodiche manutenzioni;
- le apparecchiature della sottocentrale sono semplici e permettono una sensibile riduzione degli oneri di manutenzione rispetto a quelli di una centrale termica tradizionale con caldaia;
- viene eliminato l'onere di acquisto del combustibile (metano, gasolio, olio combustibile), ma si paga il calore "già pronto all'uso" in base al consumo realmente effettuato;
- i costi globali del riscaldamento sono minori tenuto conto della sensibile riduzione dei costi di gestione che una sottocentrale di scambio termico richiede rispetto alla centrale termica sostituita (estrema semplicità impiantistica, nessuna necessità del conduttore, assenza di canna fumaria, ecc.);
- la sicurezza del sistema è decisamente superiore: l'assenza di combustibili e di fiamme dirette in locali annessi agli edifici da riscaldare, sostituiti dalla fornitura diretta di acqua calda o surriscaldata, rendono il teleriscaldamento un sistema intrinsecamente sicuro ed esente da rischi di scoppi ed incendi.

A livello più generale sono da evidenziare i seguenti aspetti positivi associati al teleriscaldamento:

- permette di attuare una razionale politica nell'uso delle fonti energetiche con ampia possibilità di adattamento alle mutevoli situazioni del mercato energetico nazionale ed internazionale;
- raggiunge ottimi risultati di efficienza e di risparmio;

- contribuisce validamente al miglioramento della qualità dell'aria negli ambiti urbani per effetto dell'eliminazione dei singoli impianti tecnici degli edifici;
- il camino della centrale di cogenerazione sostituisce i camini delle singole case nella città; l'elevata efficienza del generatore impiegato nella centrale cogenerativa e la costante sorveglianza degli stessi da parte di personale specializzato, contribuiscono, unitamente alla presenza di efficaci depuratori dei fumi di scarico, ad un determinante beneficio ambientale.

L'utilizzo del teleriscaldamento risulta inoltre coerente con gli obiettivi e le linee strategiche previste dalle norme attuative degli accordi internazionali miranti alla progressiva riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra, al risparmio energetico e alla valorizzazione delle fonti rinnovabili.

6.1.2 Sistema di Teleriscaldamento di Brescia

6.1.2.1 Evoluzione della Rete

La rete di Brescia rappresenta una delle migliori esperienze italiane in materia di teleriscaldamento e caratterizza fortemente l'approvvigionamento di energia termica delle utenze del territorio comunale.

Negli anni '60, precedentemente alla prima crisi energetica che ha colpito il nostro Paese, ASM ha sviluppato il progetto di massima del teleriscaldamento che prevedeva, a quel tempo, di riscaldare un terzo della città, con calore recuperato da impianti di produzione di energia elettrica.

Nel 1972 è stato avviato l'esperimento pilota nel quartiere di Brescia Due in costruzione, mediante un impianto di riscaldamento centralizzato, alimentato da una piccola centrale termica tradizionale, provvisoriamente installata in loco. La buona accoglienza del nuovo servizio di teleriscaldamento da parte della popolazione ha fatto sì che lo stesso si sviluppasse velocemente in termini di acquisizione di nuove utenze e, conseguentemente, di potenziamento della rete e della centrale di produzione. Nel 1974 è stato approvato il piano per l'intera città, da realizzarsi in fasi successive.

Dal 1972 al 1977 il calore è stato prodotto mediante caldaie semplici ad alto rendimento, installate nell'area della Centrale Sud Lamarmora, che hanno costituito il primo nucleo degli attuali impianti. Uno di questi generatori è tuttora disponibile all'esercizio con funzioni di produzione di calore a copertura delle punte invernali oltreché di riserva.

Dal 1978, con l'entrata in esercizio del primo gruppo di cogenerazione della Centrale Sud Lamarmora, alla produzione di solo calore si è aggiunta quella di energia

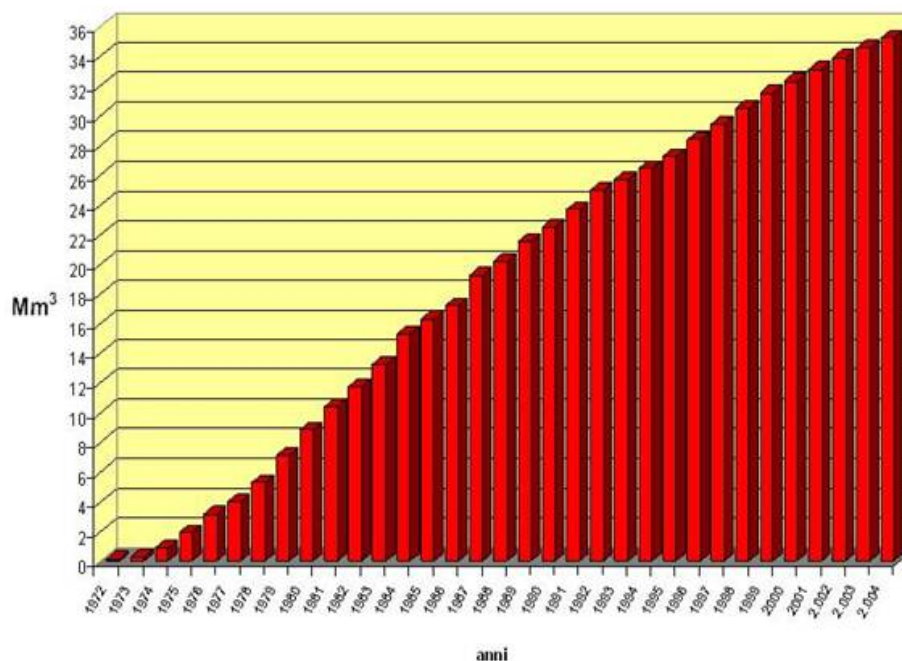
elettrica. Agli inizi del 1981 la Centrale Sud Lamarmora è stata potenziata con un secondo gruppo di cogenerazione con caratteristiche analoghe al primo e, nella stagione termica 1987-88, da una caldaia policombustibile, funzionante cioè a gas metano, olio combustibile e carbone, anche in combustione mista. Nel 1992 è stato installato un'ulteriore gruppo turbina-alternatore ed infine nel 1998 è entrato in funzione il termoutilizzatore.

6.1.2.2 Volumetria Servita

La rete di teleriscaldamento di Brescia (al 31 Dicembre 2003) è riportata in Figura 6.1. Attualmente il teleriscaldamento soddisfa il fabbisogno di energia termica nel comune (riscaldamento e acqua calda sanitaria) e ha un grado di copertura di circa il 65% della popolazione cittadina. Ciò significa che il vettore calore da teleriscaldamento copre attualmente circa il 65% delle utenze.

Nonostante questo elevato grado di copertura il sistema di teleriscaldamento di Brescia ha tuttora un significativo margine di sviluppo soprattutto nelle zone periferiche (villaggi Sereno, Violino, Badia, Folzano, Fornaci), solo di recente raggiunte dalla rete di distribuzione, e nelle nuove zone residenziali di futura realizzazione (quartiere S. Polino; Centro fiera, comparto Milano, ecc.). Ulteriori espansioni sono previste, inoltre, in alcuni dei comuni limitrofi (Bovezzo, Concesio).

**Andamento della Volumetria Riscaldata
(dati forniti da ASM Brescia SpA)**



6.1.2.3 Caratteristiche del Sistema

I componenti principali del sistema di teleriscaldamento ASM sono i seguenti:

- centrali di produzione. La rete di teleriscaldamento è alimentata da:
 - Centrale Lamarmora, ubicata nella zona Sud del territorio comunale,
 - termoutilizzatore, ubicato nella zona Sud del territorio comunale,
 - centrale Diesel, ubicata a Nord del territorio comunale (Centrale Nord),
 - alcuni impianti termici minori con funzione di riserva;
- rete di distribuzione a circuito chiuso con due tubi affiancati dello stesso diametro: uno di mandata, l'altro di ritorno. Il fluido trasportato è acqua surriscaldata. Negli anni passati era in uso la sistemazione delle tubazioni in cunicoli prefabbricati, mentre la tecnica corrente consente l'impiego di tubazioni preisolate posate direttamente in trincea su un letto di sabbia;
- sottocentrali di utenza: sostituiscono la tradizionale centrale termica (caldaia) e sono di proprietà del cliente; consentono la cessione del calore dalla rete di distribuzione all'impianto utilizzatore senza miscelazione di acqua fra i due circuiti.

La rete è progettata per le seguenti condizioni:

- pressione nominale 16 bar (pressione massima di esercizio 14 bar);
- temperatura massima di esercizio 130°C;
- la temperatura di mandata varia tra 70°C e 130°C, in funzione della temperatura atmosferica, quella di ritorno è di 60°C.

Nel corso del 2003 sono stati erogati all'utenza 1,055 GWh di energia termica. Lo sviluppo totale delle tubazioni (doppio tubo) ha raggiunto i 493 km, con un incremento rispetto all'anno precedente di 26 km (ASM Brescia S.p.A, 2003a).

Nel 2004 (anno in cui è entrata in esercizio la terza linea del termoutilizzatore) la nuova volumetria allacciata è stata di 650,000 m³, con 761 utenze allacciate.

Nella tabella seguente è riportata una sintesi dei dati relativi alla rete di teleriscaldamento per il periodo 2000-2004 (ASM Brescia S.p.A, 2004b).

Anno	Volumi Edifici Riscaldati [m ³]	Volumetria Allacciata [m ³]	Utenze	Utenze Allacciate [No.]	Lunghezza Rete	Rete Posata [m]
2000	32,323,527		10,566		429,790	
2001	33,060,600	737,073	11,446	880	439,487	9,697
2002	33,909,087	848,487	12,388	942	467,395	27,908
2003	34,541,933	632,846	13,243	855	492,819	25,424
2004	35,191,933	650,000	14,004	761	496,724 ⁽¹⁾	3,905 ⁽¹⁾

Nota

(1) Dati provvisori.

6.2 CENTRALI DI COGENERAZIONE E CALDAIE SEMPLICI

Per quanto riguarda la produzione elettrica, ASM possiede quote di centrali termoelettriche, idroelettriche e a fonti rinnovabili ubicate sia sul territorio comunale che extracomunale, come riportato nel seguito.

Impianti di Produzione ASM ubicati nella Città di Brescia				
Centrale	Anno di Costruzione	Potenza Termica Nominale al Teleriscaldamento (MW)	Potenza Elettrica Lorda (MW)	Combustibile/ Fonte
SISTEMI DI TIPO COGENERATIVO				
Lamarmora		301	139	
Gruppo 1	1978	84	31	Gas Naturale/OCD ⁽¹⁾
Gruppo 2	1981	87	33	Gas Naturale/OCD
Gruppo 3	1987	130	75	Gas Naturale/OCD/Carbone
Termoutilizzatore	2004 ⁽²⁾	160	84	RSU/Biomasse
SISTEMI DI TIPO SEMPLICE				
Caldaia presso Centrale Lamarmora (Macchi 3)	1977	58	--	Gas Naturale
Caldaie presso Centrale Nord	vari	161	--	Gas Naturale/OCD
Impianti Minori	vari	15	--	Gas Naturale
TOTALE		695	223	-

Note:

(1) Olio Combustibile Denso

- (2) Anno di completamento dell'impianto mediante la realizzazione della terza linea di combustione.

Impianti di Produzione ASM ubicati fuori Città	
IMPIANTI	Potenza Elettrica Lorda (MW) – Quota ASM
Termoelettrici	
Ponti sul Mincio	208
Cassano d'Adda	159
Idroelettrici	
Caffaro	1.3
Prevalle Chiese	2.1
Prevalle Naviglio	1.0
Roè Volciano	2.2
Pompegnino	1.5
Cogozzo	0.9
Altri Impianti	
Biogas (Buffalora, Calcinato, Passirano, Montichiari)	10.5
TOTALE	387

Riepilogo Impianti di Produzione		
Impianti	Potenza Termica al Teleriscaldamento (MW)	Potenza Elettrica Lorda (MW)
Impianti in Città		
Lamarmora	359	139
TU	160	84
Nord	161	-
Altri Impianti	15	-
Impianti fuori Città		
Termoelettrici	-	367
Idroelettrici	-	9
Altri Impianti	-	11
TOTALE	695	610

Caratteristiche Prestazionali e Fonti Primarie delle Centrali Bresciane ASM				
Centrale	Tipologia di Generazione	Rendimento Elettrico Medio (%)	Rendimento Termico Medio (%)	Combustibili Impiegati
Lamarmora	Ciclo Rankine (1,2) ⁽¹⁾	18	72	OCD + metano
	Ciclo Rankine (3)	28	62	OCD + metano + carbone
Termoutilizzatore	Ciclo Rankine	28	57	RSU + biomasse

Nota:

(1) La Centrale Lamarmora è formata da tre gruppi caratterizzati da diverse prestazioni

Di seguito sono sintetizzate le principali caratteristiche degli impianti che costituiscono il sistema di teleriscaldamento cittadino, ossia Termoutilizzatore, Centrale Lamarmora e Centrale Nord.

6.2.1 Termoutilizzatore

Il Termoutilizzatore è un impianto di produzione combinata di energia elettrica ed energia termica che ha per obiettivo il trattamento ed il recupero energetico dei rifiuti non utilmente riciclabili come materiali. Oltre alla produzione di energia elettrica si recupera l'energia termica immessa nella rete di teleriscaldamento della città.

L'impianto, entrato in esercizio nel 1998 con due linee di combustione rifiuti (ciascuna con una potenzialità termica nominale di 88.3 MW ed in grado di smaltire 23 t/ora di rifiuti con PCI pari a 3,300 kcal/kg), nel corso del 2003 è stato completato mediante l'installazione della terza linea di combustione, avviata nel successivo Febbraio 2004.

La terza linea ha una potenzialità di 100 MW pari a 24.6 t/h di rifiuti con PCI 3,500 kcal/kg, ovvero 43.1 t/h di rifiuti con PCI di 2,000 kcal/kg.

6.2.2 Centrale Lamarmora

La Centrale Lamarmora è ubicata nell'area compresa fra Via Lamarmora, Via S. Zeno, Via Ziziola e Via Malta, a breve distanza dalla tangenziale Sud e dall'autostrada Brescia-Milano. L'area su cui si erge l'impianto, che interessa anche una stazione di riduzione e misura metano, ha un'estensione di circa 90,000 m²; la quota del piano campagna è di circa 126 m s.l.m..

La Centrale è composta da tre turboalternatori di cogenerazione e da una caldaia semplice di integrazione. I turboalternatori di cogenerazione sono composti da generatore di vapore, turbina a contropressione e spillamenti, alternatore, scambiatori di riscaldamento dell'acqua di rete urbana, ciclo termico. L'ultimo turboalternatore realizzato può funzionare anche con i propri scambiatori collegati in serie a monte di quelli delle turbine esistenti, per migliorare l'indice elettrico globale della Centrale. Allo stesso modo la Centrale Lamarmora può funzionare con gli scambiatori in serie o in parallelo a quelli del termoutilizzatore.

Nei turboalternatori il vapore, dopo l'espansione nella turbina a contropressione, viene spillato e condensato per la produzione di calore da immettere nella rete di teleriscaldamento urbano.

Il ciclo termodinamico si differenzia quindi da quello di una centrale termoelettrica classica perché la condensazione del vapore viene ottenuta utilizzando come acqua di raffreddamento l'acqua della rete. La rete di riscaldamento urbano funziona da "condensatore caldo".

La descrizione di dettaglio della Centrale nell'assetto attuale è presentata al Capitolo 7.

6.2.3 Centrale Nord

Dopo la disattivazione dei gruppi diesel la Centrale Nord non avrà capacità di generazione elettrica. Essa è costituita da caldaie semplici per una potenza di circa 161 MW termici al teleriscaldamento:

- caldaia Macchi Nord: 90 MWt;
- caldaia Bono: 11.6 MWt;
- postcombustori e caldaie a recupero: 59.5 MWt.

6.3 FUNZIONAMENTO DEL SISTEMA

6.3.1 Modalità di Funzionamento Attuale

La logica di funzionamento del sistema di produzione di energia termica ed elettrica è influenzata da:

- richiesta di calore dalla rete di teleriscaldamento;

- esigenza di garantire i minimi tecnici e il grado di affidabilità degli impianti;
- costo e disponibilità dei combustibili;
- richiesta di energia elettrica.

La produzione di energia termica è legata alla copertura del fabbisogno della rete di teleriscaldamento, la cui unica fonte è costituita dagli impianti ASM, con il conseguente obbligo di garantire la copertura dei carichi con adeguati margini di riserva. La copertura del fabbisogno elettrico delle utenze ASM può essere effettuata dalla produzione propria o acquistando energia da terzi.

Per quanto riguarda la produzione del calore, la Strategia seguita vede il termoutilizzatore, dal momento che deve assolvere al servizio di smaltimento e recupero dei rifiuti, funzionante in continuo per tutto l'anno alla potenza nominale (salvo i periodi di manutenzione). L'energia termica prodotta viene di norma integralmente utilizzata come copertura del fabbisogno di base del teleriscaldamento. L'eventuale vapore eccedente il carico termico richiesto viene ulteriormente espanso in turbina (per massimizzare la produzione di energia elettrica) e successivamente condensato con smaltimento in atmosfera del calore residuo.

Per la Centrale di Lamarmora, dal punto di vista della copertura del fabbisogno termico della rete, la logica di funzionamento prevede l'attivazione dei diversi gruppi con il seguente ordine di priorità (compatibilmente con la disponibilità degli stessi):

- Gruppo 3: migliore rendimento elettrico;
- Gruppi 1 e 2: minor rendimento elettrico;
- caldaia semplice: peggiore sfruttamento dell'energia primaria in ingresso con il minor risparmio di combustibile.

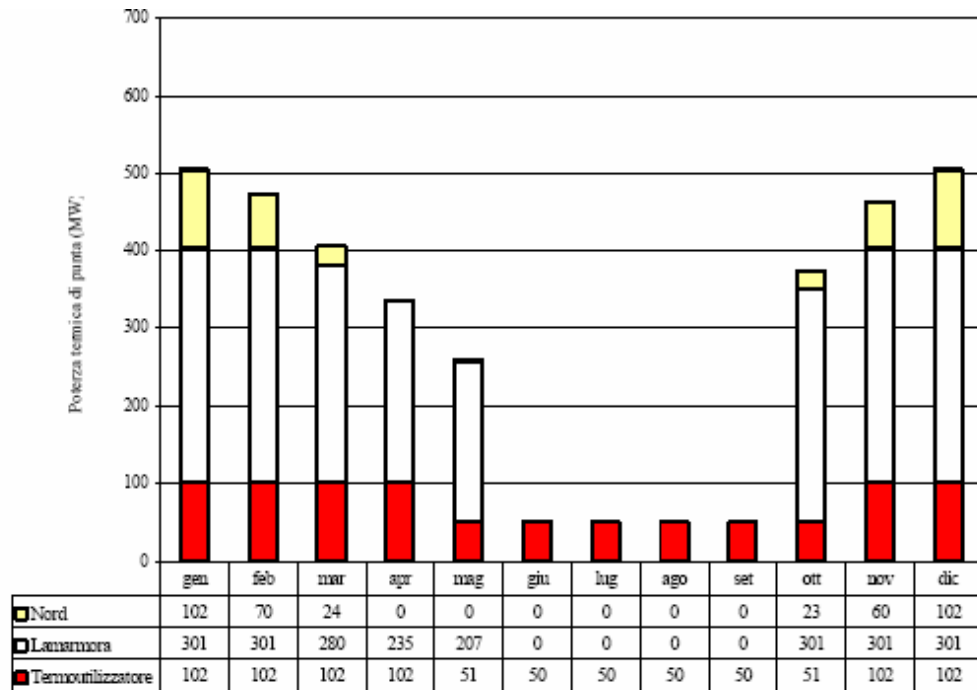
In funzione della domanda di energia elettrica la Centrale Lamarmora può venire parzialmente attivata anche indipendentemente dalla richiesta termica, in particolare d'estate o nelle mezze stagioni. In particolare, il Gruppo 3 presenta un rendimento elettrico adeguato e quindi partecipa alla copertura del fabbisogno di energia elettrica della rete nazionale secondo le regole definite dal Gestore Nazionale della Rete.

La Centrale Nord viene utilizzata:

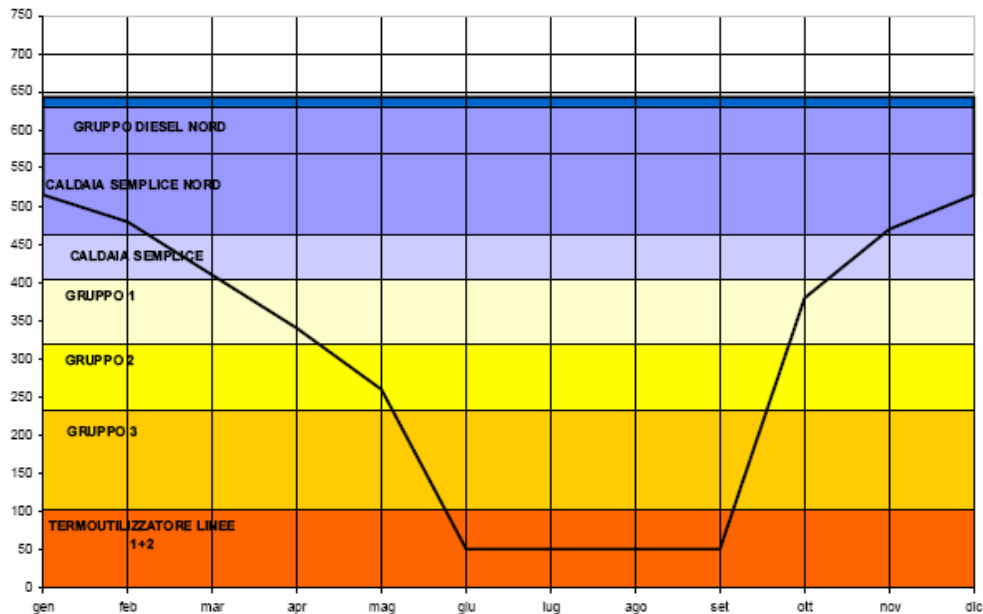
- nei periodi più freddi, quando il fabbisogno termico non può essere totalmente coperto con altri impianti;
- in caso di indisponibilità di altri impianti.

Nel seguito vengono riportati due schemi grafici che mostrano rispettivamente l'utilizzo dei diversi impianti nel corso dell'anno (situazione 2001) (Comune di Brescia, 2002a) e le modalità di copertura del fabbisogno termico (Comune di Brescia, 2001). Gli impianti di cogenerazione sono chiamati a produrre tutti a piena potenza per circa 5 mesi all'anno mentre gli impianti termici semplici intervengono per circa 3 mesi a copertura delle punte invernali a carico termico. Nel 2001 i gruppi diesel non hanno funzionato, pertanto tutti i parametri che ne caratterizzano le prestazioni sono nulli.

Utilizzo degli Impianti ASM nel Corso dell'Anno 2001
 fonte: Piano Energetico Comunale (2002)



**Modalità di Copertura del Fabbisogno Termico
della Rete di Teleriscaldamento
fonte: Comune di Brescia (2001)**



6.3.2 Modalità di Funzionamento degli Impianti nello Scenario di Progetto

Le modalità di funzionamento degli impianti nello Scenario di Progetto, ipotizzate da ASM per la progettazione dell'intervento di ristrutturazione della Centrale Lamarmora, sono (ASM Brescia S.p.A, 2005b):

- il TU funzionerà continuativamente al carico nominale per tutto l'anno, salvo i periodi di manutenzione che saranno preferibilmente concentrati nel periodo estivo;
- gli impianti di cogenerazione della Centrale Lamarmora (Gruppo 3 esistente e nuovo ciclo combinato) verranno utilizzati per la cogenerazione di energia elettrica e per soddisfare la domanda di calore da parte della rete di teleriscaldamento.

Nella tabella seguente è riportato lo Scenario di Progetto produttivo per gli impianti (ASM Brescia S.p.A, 2005b).

Ipotesi di Produzioni Elettriche e Termiche immesse in rete (Scenario di Progetto) (ASM Brescia S.p.A, 2005b)							
	Cogenerazione Lamarmora				TU	Caldaie Semplici	TOT
	Gruppo 1	Gruppo 2	Gruppo 3	Ciclo Combinato			
Energia Termica in Rete[GWh/a]	-	-	359	791	591	50	1,791
Energia Elettrica in Rete[GWh/a]	-	-	290	1,939	552	-	2,781

6.4 SISTEMA DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

Per quanto riguarda il servizio di trasporto e distribuzione di energia elettrica, durante il 2003 ASM Brescia e RETRASM hanno distribuito oltre 1,180 GWh di energia elettrica a quasi 116,000 utenze (ASM Brescia S.p.A, 2003a).

La rete elettrica si estende nel complesso per 2,126 km (26 km in più rispetto al 2002), per il 96% costituita da cavi interrati.

Per quanto riguarda il servizio di distribuzione del gas, durante il 2003 sono stati erogati all'utenza 453,000 m³ di gas dal Gruppo ASM, pari ad oltre 5,159 GWh di energia termica.

Lo sviluppo totale della rete gas ha raggiunto i 2,195 km, con un incremento rispetto al 2002 di oltre 33 km.

6.5 USO DELLE FONTI ENERGETICHE FOSSILI E RINNOVABILI

Di seguito è riportata la suddivisione dei diversi combustibili utilizzati nelle centrali termoelettriche di tipo cogenerativo localizzate entro i confini comunali (Comune di Brescia, 2002a).

Per quanto riguarda i combustibili tradizionali si è avuto, nel periodo 1997-2001, un aumento progressivo delle quantità di carbone e una contemporanea diminuzione di olio combustibile denso (OCD), mentre il consumo di gas naturale ha avuto un andamento altalenante. A partire dal 1998, quindi, l'entrata in funzione del TU ha portato con sé due fondamentali effetti:

- una quota parte dell'energia è stata generata a partire da combustibili rinnovabili (i rifiuti);
- è notevolmente aumentata la produzione di energia utile (+65% per l'energia elettrica e +16% per l'energia termica).

Combustibili Utilizzati per la Produzione di Energia Elettrica (valori espressi in GWh in termini di potere calorifico) fonte: Piano Energetico Comunale (2002)					
Anno	RSU/Biomasse	Carbone	OCD	Gas Naturale	Totale
1997	0	891	525	366	1,782
1998	478	894	525	300	2,197
1999	968	1,001	485	225	2,679
2000	1,093	1,331	430	125	2,979
2001	1,298	1,195	528	113	3,134

7 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO ESISTENTE

7.1 CARATTERISTICHE GENERALI E UBICAZIONE DELL'IMPIANTO

La Centrale Termoelettrica Policombustibile di Cogenerazione Lamarmora ha sede in Via Lamarmora, nel Comune di Brescia. Sorta agli inizi degli anni '70, essa costituisce uno dei poli di produzione del sistema di teleriscaldamento bresciano, svolgendo un'attività di produzione di energia elettrica e termica mediante combustione di olio combustibile denso a basso tenore di zolfo (OCD), metano e carbone fossile bituminoso ad alto tenore di volatili. La Centrale Lamarmora sfrutta i vantaggi della cogenerazione, che consente di recuperare l'energia residuale del processo termoelettrico tradizionale, altrimenti scaricata per dissipazione. L'impianto è attualmente costituito da tre turboalternatori di cogenerazione e da una caldaia semplice di integrazione.

La Centrale ha adottato volontariamente un sistema gestione ambientale che ha ottenuto il relativo riconoscimento, tramite la certificazione ISO14001 nel 1998 e la registrazione EMAS nel 2001.

L'area su cui si erge l'impianto, che interessa anche una stazione di riduzione e misura di metano, ha una superficie di circa 90,000 m² e sorge ad una quota di 126 metri s.l.m. (ASM Brescia S.p.A., 2000). Nelle Figure 7.1 e 7.2 sono riportate rispettivamente la planimetria generale della CTE e la sua configurazione impiantistica, mentre nelle Figure 7.3 e 7.4 sono riportate alcune riprese fotografiche dell'impianto.

La Centrale è ubicata nella periferia Sud della Città di Brescia, in una zona precedentemente destinata ad attività agricole ed oggi caratterizzata da insediamenti misti residenziali/industriali ed attraversata da importanti vie di comunicazione con il capoluogo (Autostrada A4 MI-VE e Tangenziale Sud, situate a Sud dell'impianto). A Nord dell'impianto, separati dal sito della Centrale da una recinzione e da un apposito accesso pedonale e carraio, sono collocati il magazzino, le officine, l'autoparco e gli uffici di ASM. In direzione Sud rispetto all'impianto sono ubicati alcuni edifici rurali e civili, da tempo non più adibiti ad abitazione: la cascina, che dista circa una decina di metri dal confine della centrale, è stata trasformata in locale pubblico. Ad Est è presente una zona residenziale di espansione, in parte già edificata, a Sud della quale si trova una zona di consolidamento e completamento di industrie esistenti; ad Ovest, infine, le aree sono destinate a verde urbano (ASM Brescia S.p.A, 2004a).

7.2 DESCRIZIONE DI DETTAGLIO DELLA CENTRALE

7.2.1 Fasi di Sviluppo Impiantistico

Negli anni '60 ASM ha sviluppato il progetto di massima del teleriscaldamento, che prevedeva, a quel tempo, di riscaldare un terzo della città, con calore recuperato per la massima parte da impianti di produzione di energia elettrica (ASM Brescia S.p.A, 2000).

Nel 1972 è stato avviato l'esperimento pilota nel quartiere di Brescia Due in costruzione, mediante un impianto di riscaldamento centralizzato ed alimentato da una piccola Centrale Termica tradizionale, provvisoriamente installata in loco. La buona accoglienza del servizio di teleriscaldamento da parte della popolazione ha comportato un rapido potenziamento della rete e della centrale di produzione. Dal 1972 al 1977 il calore è stato prodotto mediante caldaie semplici ad alto rendimento, installate nell'area della Centrale Sud Lamarmora, che hanno costituito il primo nucleo degli attuali impianti. Uno di questi generatori è tuttora presente con funzione di produzione di calore a copertura delle punte invernali, oltre che di riserva.

Dal 1978, con l'entrata in esercizio del primo gruppo di cogenerazione della Centrale Lamarmora, alla produzione di solo calore si è aggiunta quella di energia elettrica. La cogenerazione porta ad un sensibile risparmio di energia primaria in quanto il rendimento globale del ciclo raggiunge valori pari a circa il 90%. La produzione disgiunta di elettricità in apposita centrale termoelettrica (rendimento dell'ordine del 40%) e di calore in caldaie condominiali ed unifamiliari (rendimenti variabili fra il 60 e l'80%) comporta un maggior consumo di energia primaria, a parità di servizi erogati, dell'ordine del 30%.

Nel 1981 la Centrale Sud Lamarmora è stata potenziata con un secondo gruppo di cogenerazione con caratteristiche analoghe al primo e, tra il 1987 ed il 1988, da una caldaia policombustibile, funzionante cioè a gas metano, olio combustibile e carbone, anche in combinazione mista.

Tutti i gruppi sono dotati di elettrofiltri dell'ultima generazione; quello della caldaia policombustibile è stato integrato con desolforatore e filtri a manica in conformità alla politica di rispetto dell'ambiente che è strettamente correlata alla filosofia stessa del teleriscaldamento.

Nel 1992, presso la Centrale Lamarmora, è stato messo in esercizio il terzo gruppo turbina-alternatore, che lavora in parallelo con i due turboalternatori preesistenti. La realizzazione di questo nuovo impianto è stata necessaria alla luce della continua crescita del numero di clienti collegati alla rete del teleriscaldamento.

Le previsioni future sottolineano un'ulteriore aumento delle volumetrie che verranno servite dal sistema del teleriscaldamento.

7.2.2 Caratteristiche Tecniche Principali

La Centrale è costituita da 3 turboalternatori di cogenerazione e da una caldaia semplice di integrazione. I turboalternatori sono composti da generatore di vapore, turbina a contropressione e spillamenti, alternatore, scambiatori di riscaldamento dell'acqua di rete urbana, ciclo termico (ASM Brescia S.p.A, 2000).

L'ultimo turboalternatore realizzato può funzionare anche con i propri scambiatori collegati in serie a monte di quelli delle turbine esistenti, per migliorare l'indice elettrico globale della centrale. Allo stesso modo la Centrale Lamarmora può funzionare con gli scambiatori in serie o in parallelo a quelli del termoutilizzatore (ASM Brescia S.p.A, 2004, Sito Web: <http://www.asm.brescia.it>).

Nei turboalternatori il vapore, dopo l'espansione nella turbina a contropressione, viene spillato e condensato per la produzione di calore da immettere nella rete di teleriscaldamento urbano.

Il ciclo termodinamico si differenzia quindi da quello di una centrale termoelettrica classica perché la condensazione del vapore viene ottenuta utilizzando come acqua di raffreddamento l'acqua della rete. La rete di riscaldamento urbano funziona da "condensatore caldo".

In termini di energia, la richiesta annuale di calore risulta coperta per più del 90% dalla cogenerazione e per la restante parte dalla produzione semplice.

In dettaglio la Centrale è fondamentalmente costituita da (ASM Brescia S.p.A, 2000) (si veda la Figura 7.1):

- tre turboalternatori e relativi ausiliari (componenti a pressione del ciclo termico, degasatori e scambiatori di calore, pompe alimento caldaie, pompe estrazione, condensatori vapore);
- tre caldaie ad alta pressione ed una a bassa pressione;
- due sale di pompaggio acqua teleriscaldamento;
- sale dei quadri elettrici contenenti le apparecchiature elettriche di potenza e regolazione;
- palazzina uffici con sala controllo e laboratorio chimico;
- tre serbatoi di stoccaggio dell'ODC, due dei quali di capacità pari a 10,000 m³ ed il terzo con capacità di 5,000 m³;
- tre elettrofiltri per la captazione delle polveri contenute nei fumi di uscita alle caldaie;

- impianto di desolforazione e filtro a maniche per il trattamento dei fumi a valle dell'elettrofiltro della caldaia policombustibile;
- due sili di stoccaggio carbone (circa 5,000 tonnellate) e relativi impianti di scarico e movimentazione;
- tre sili di stoccaggio ceneri da carbone (500 m³), ceneri da OCD (300 m³), residuo di desolforazione (500 m³);
- impianto di produzione di acqua demineralizzata (con serbatoi di stoccaggio per acido cloridrico e soda);
- due accumulatori di calore di capacità pari a 1,108 m³ ciascuno;
- impianto di depurazione delle acque di scarico;
- impianti antincendio fissi e mobili, automatici e manuali e rete per acqua antincendio, che alimenta circa 100 idranti distribuiti nell'area industriale.

7.2.3 Dati Tecnici dei Singoli Gruppi

Le caratteristiche dei tre gruppi sono (Comune di Brescia, 2002a; Sito Web: <http://www.asm.brescia.it>):

- Gruppo 1 (TGR1):
 - un gruppo da 31 MW elettrici, con recupero di 84 MW termici per la rete di teleriscaldamento,
 - turbina Ansaldo a contropressione con scarico al condensatore caldo (rete di teleriscaldamento),
 - **caldaia Breda - B.W. funzionante a gas metano e olio combustibile,**
 - produzione vapore al carico massimo continuo: 175 t/h,
 - temperatura vapore uscita surriscaldatore: 510°C,
 - pressione vapore uscita surriscaldatore: 97.1 bar,
 - pressione timbro: 110.8 bar,
 - rendimento caldaia: 94.2%,
 - riscaldatore aria tipo Ljungstroem,
 - elettrofiltro a 3 campi con rendimento del 99%,
 - **camino in ca alto 100 m;**
- Gruppo 2 (TGR2):
 - un gruppo da 33 MW elettrici, con recupero di 87 MW termici per la rete di teleriscaldamento,

- turbina AEG-Kanis a contropressione con scarico al condensatore caldo (rete di teleriscaldamento),
 - **caldaia Tosi C.E. tipo VU 60, funzionante a gas metano e olio combustibile,**
 - produzione di vapore al carico massimo: 230 t/h,
 - temperatura vapore uscita surriscaldatore : 510°C,
 - pressione vapore uscita surriscaldatore: 101 bar,
 - pressione timbro : 117.7 bar,
 - rendimento caldaia: 94%,
 - riscaldatore aria tipo Liungstroem,
 - elettrofiltro a 3 campi con rendimento del 98%,
 - **camino in c.a. alto 100 m in comune con il gruppo 3;**
- Gruppo 3 (TGR3):
 - un gruppo da 75 MW elettrici, con recupero di 130 MW termici per la rete di teleriscaldamento,
 - turbina Tosi a contropressione con scarico al condensatore caldo (rete di teleriscaldamento),
 - **caldaia policombustibile Macchi - Foster Wheeler, funzionante a gas metano, olio combustibile e carbone,**
 - produzione vapore al carico massimo continuo: 280 t/h,
 - temperatura vapore uscita surriscaldatore : 510°C,
 - pressione vapore uscita surriscaldatore : 104 bar,
 - pressione timbro : 124 bar,
 - rendimento caldaia : 94%,
 - riscaldatore aria tipo Ljungstroem,
 - elettrofiltro a 4 campi,
 - desolfatore a umido-secco,
 - filtro a manica a 4 campi,
 - **camino in c.a. alto 100 m, in comune con il Gruppo 2.**

I tre gruppi sono interconnettibili sul collettore vapore e sul collettore acqua alimento. L'intero impianto è dotato di un sistema di automazione computerizzato in grado di svolgere, in modo integrato, le funzioni di controllo e supervisione di processo.

Per la produzione di calore semplice per integrazione e punta è inoltre installata una **caldaia Macchi** per una potenza termica complessiva di circa 58 MW per la rete di teleriscaldamento. .

7.2.4 Produzione di Energia Elettrica e Termica

Nella seguente tabella sono riassunti i dati relativi alla produzione di energia elettrica e termica ed i consumi dell'impianto per il periodo 1998-2003 (ASM Brescia S.p.A, 2003b; 2004b).

Produzione di Energia Elettrica e Termica						
	Anno					
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Cogenerazione (GWh)						
Elettrica Prodotta	427	438	500	476	489	564
Elettrica (AT)	380	390	444	421	434	507
Termica immessa in Rete	918	928	867	922	878	940
Totale Netta	1,298	1,318	1,311	1,343	1,321	1,447
Termica Semplice (GWh)						
Termica Prodotta	14	2	4	4	4	2

I dati riportati evidenziano un aumento relativo della produzione di energia elettrica, in risposta alla crescente richiesta energetica da parte del mercato elettrico.

Al fine di quantificare il risparmio di energia ottenuto con la cogenerazione rispetto alla produzione disgiunta di energia elettrica e calore sono state calcolate le tonnellate di petrolio equivalente risparmiate (TEP risparmiate). La produzione disgiunta di sola elettricità in apposita Centrale Termoelettrica (rendimento dell'ordine del 40%) e di calore in caldaie condominiali ed unifamiliari (rendimenti variabili tra il 60 ed il 90%) comporterebbe infatti un maggior consumo di energia primaria, a parità di servizi erogati, dell'ordine del 30%. Tale risparmio si ripercuote positivamente sull'ambiente con una diminuzione delle emissioni in atmosfera ed in particolare con una riduzione della produzione di gas serra.

I valori stimati di TEP risparmiati relativamente al periodo considerato (1998-2003) sono sintetizzati nella tabella seguente (ASM Brescia S.p.A, 2003b; 2004b).

Risparmio Energetico da Cogenerazione (TEP)	
Anno	TEP
1998	55,008
1999	54,117
2000	45,406
2001	51,892
2002	43,822
2003	47,413

7.2.5 Combustibili Utilizzati

I combustibili utilizzati presso la CTEC sono:

- olio combustibile denso a basso tenore di zolfo (OCD BTZ);
- metano;
- carbone fossile bituminoso ad alto tenore di volatili;
- gasolio per l'alimentazione del Diesel d'emergenza.

La variazione delle quantità bruciate è legata a vincoli ambientali ed a decisioni gestionali dell'azienda, basate su considerazioni di ordine tecnico, economico ed ambientale. In linea di massima l'andamento è il seguente:

- 50% carbone;
- 35% OCD;
- 15% metano.

Le caratteristiche dei combustibili attualmente impiegati nella CTEC sono le seguenti (ASM S.p.A., 2000):

- OCD a basso tenore di zolfo:
 - C 86 - 87% peso
 - H 11.6% peso
 - S max < 1%
 - H₂O 0.2 – 0.8% vol
 - N₂ 0.35% peso
 - O₂ 0.99% peso
 - V 26 mg/kg
 - Ni 28 mg/kg
 - Na 22 mg/kg
 - Ceneri 0.025 – 0.050% peso
 - Residuo carbonioso 12% peso
 - Punto d'infiammabilità 114° C
 - PCI 9,680 Kcal/kg
 - Viscosità 304 mm²/s a 50°
 - Densità 960 kg/m³ a 15°
 - Consumo a potenza nominale 16 t/h
- Gas metano:
 - CH₄ 99.5% vol
 - CO₂ 0.07% vol

- N	0.34% vol
- Etano	0.08% vol
- Propano	0.01% vol
- PCI	8,200 Kcal/Nm ³
- Densità	0.7 kg/Sm ³
- Consumo a potenza nominale	18,000 m ³ /h

• **Carbone:**

- C	77 – 85%
- H	5%
- S max	< 1%
- Sostanze volatili	35 – 40%
- Ceneri	4 – 6%
- PCI	6,500 Kcal/kg
- Pezzatura max	50 mm
- Umidità	6 – 7%
- Consumo a potenza nominale	26 t/h

Nelle sottostanti tabelle sono riportati i dati relativi rispettivamente ai consumi dei tre combustibili utilizzati ed al contributo alla produzione totale di energia in cogenerazione, dal 1998 al 2003 (ASM Brescia S.p.A, 2003b; 2004b).

Quantitativi di Combustibili Utilizzati						
	Anno					
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Cogenerazione						
Carbone [t]	116,556	131,170	172,904	153,097	171,177	191,215
Metano [kNm ³]	18,230	16,094	5,771	2,171	1,698	1,444
OCD [t]	46,329	43,228	36,959	46,168	37,850	46,014
Termica Semplice						
Metano [kNm ³]	1,722	274	536	534	518	230

Energia Prodotta in Cogenerazione						
Energia (GWh)⁽¹⁾	Anno					
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Carbone	894	1,001	1,331	1,195	1,357	1,500
Metano	172	152	55	21	16	16
OCD	518	482	413	520	431	524

Nota:

- (1) Valore ricavato come prodotto tra il combustibile utilizzato ed il relativo potere calorifico medio annuo effettivo.

Negli ultimi anni si è avuto un incremento nell'utilizzo di carbone a sfavore del metano. I limiti di legge sulle emissioni in atmosfera sono in ogni caso rispettati grazie all'alta efficienza del sistema di abbattimento fumi sul Gruppo 3, dotato di elettrofiltro, desolforatore e filtro a maniche, che impiega principalmente carbone.

Inoltre si è assistito ad un aumento del consumo specifico dei combustibili rispetto all'energia immessa in rete, dovuto al funzionamento durante i mesi estivi, al fine di soddisfare la richiesta di energia elettrica, ed al conseguente aumento della quantità di combustibili utilizzati. In tali mesi il recupero termico tramite la rete del teleriscaldamento è limitato al solo utilizzo di calore per usi igienico sanitari, in quanto il riscaldamento degli edifici è spento.

La tabella sottostante riporta i valori relativi al consumo annuo specifico di combustibili per il periodo 1998-2003 (ASM Brescia S.p.A, 2003b; 2004b).

Consumo Specifico dei Combustibili						
	Anno					
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Consumo Specifico [kcal/kWh]	1,049	1,067	1,180	1,111	1,183	1,211

7.3 ASPETTI AMBIENTALI

7.3.1 Sistemi di Gestione Ambientale, Certificazione ISO14001 e Registrazione EMAS

ASM Brescia S.p.A. attua da sempre una politica attenta alle tematiche ambientali: la metanizzazione della città, il teleriscaldamento urbano, l'adozione della tecnologia della cogenerazione nella produzione energetica, la produzione di energia da fonti rinnovabili e la valorizzazione dei rifiuti sono solo alcune testimonianze dell'impegno profuso dalla Società in campo ambientale.

La Centrale Lamarmora ha adottato volontariamente un sistema di gestione ambientale che ha ottenuto la certificazione ISO14001 nel 1998 e la registrazione EMAS per la prima volta nel 2001, risultando così la prima Centrale alimentata a carbone registrata in Italia. L'ultima convalida della dichiarazione ambientale è avvenuta nel Dicembre 2004.

Come evidenziato nella "Dichiarazione Ambientale 2003, Centrale di Cogenerazione Lamarmora" (ASM Brescia S.p.A, 2003b), la politica di ASM S.p.A. è volta a:

- sviluppare sistemi per una gestione ambientale rispettosi dell'ambiente;

- adottare le migliori tecniche e tecnologie disponibili, per la mitigazione degli impatti derivanti da attività, impianti e servizi aziendali;
- salvaguardare le risorse naturali, il recupero energetico, la tutela del patrimonio idrico, secondo linee coerenti con le finalità dello sviluppo sostenibile;
- applicare Sistemi di Gestione Ambientali, conformi alle norme internazionali, per controllare e gestire le attività significative, perseguendo il miglioramento continuo delle prestazioni ambientali;
- comunicare con i fornitori, i partner e le amministrazioni locali per coinvolgerli nel processo di miglioramento continuo;
- collaborare ad attività di ricerca e sperimentazione ed a progetti nazionali ed internazionali per tracciare nuovi percorsi sempre più compatibili con l'ambiente.

In Figura 7.5 viene riportato uno schema in cui vengono riportate le diverse attività che compongono l'intero processo che si svolge presso la Centrale Lamarmora e le relazioni con i flussi energetici e di materiali.

7.3.2 Emissioni in Atmosfera

7.3.2.1 Considerazioni Generali

Per una Centrale gli impatti ambientali più significativi sono tipicamente legati alle emissioni di inquinanti in atmosfera, costituite principalmente dai seguenti macroinquinanti (ASM Brescia S.p.A, 2003b):

- ossidi di azoto (NO_x);
- monossido di carbonio (CO);
- anidride solforosa (SO₂);
- polveri generate nei processi di combustione ad alta temperatura.

La gestione delle emissioni in atmosfera nella Centrale Lamarmora è affrontata mediante:

- provvedimenti gestionali (scelta di combustibili più "puliti");
- provvedimenti tecnici (utilizzo di tecnologie atte a ridurre la produzione di emissioni alla fonte);

- provvedimenti impiantistici (finalizzati all'abbattimento delle emissioni a valle della combustione).

Già il primo gruppo di cogenerazione, in esercizio dal 1978, era dotato di elettrofiltro per il trattenimento delle particelle solide contenute nei fumi della combustione prima della loro emissione in atmosfera, così come il secondo turboalternatore, entrato in funzione all'inizio del 1981. I due elettrofiltri sono stati sostituiti, tra il 1988 ed il 1989, con due nuovi sistemi tecnologicamente più avanzati, che garantiscono rendimenti di captazione superiori al 98% e concentrazioni di polveri nei fumi in uscita dal camino notevolmente inferiori ai limiti di legge.

Un'ulteriore applicazione innovativa si ebbe con la realizzazione della caldaia policombustibile nel 1988, in grado di bruciare anche carbone sia in combustione singola che mista con metano o olio combustibile, che è dotata di sofisticati sistemi di depurazione dei fumi:

- elettrofiltro;
- impianto di desolforazione;
- filtro a maniche.

Inoltre sono stati installati, già dall'origine, **bruciatori a bassa produzione di ossidi di azoto** (tipo "Low NO_x"), per contenere la produzione di NO_x nei fumi in uscita, così come successivamente realizzato sui gruppi 1 e 2.

L'elettrofiltro è suddiviso in 4 sezioni in serie, elettricamente indipendenti; le polveri raccolte nelle tramogge sono inviate, a mezzo di un sistema pneumatico, in un silo dal quale periodicamente vengono estratte per l'invio al recupero (ASM Brescia S.p.A, 2004, Sito web www.asmbrescia.it).

L'impianto di desolforazione è del tipo a "umido-secco" ed utilizza la reazione dell'idrossido di calcio con l'anidride solforosa (e solforica), con conseguente produzione di solfiti e solfati di calcio allo stato secco.

La reazione avviene in una torre cilindrica ad asse verticale dove l'idrossido di calcio, ottenuto dallo spegnimento dell'ossido di calcio in polvere e diluito a concentrazione opportuna, viene finemente spruzzato mediante atomizzatore rotante e miscelato con il flusso dei gas in modo da ottenere la maggior superficie di contatto possibile fra reagente e fumi e quindi la maggior reattività tra idrossido e anidride. Durante il processo si ha l'evaporazione dell'acqua di diluizione dell'idrossido di calcio e quindi la partecipazione dei prodotti di reazione esausti allo stato "secco" polveroso.

Il filtro a maniche è costituito da elementi filtranti in tessuto adatto per temperature fino a 140°C; ciclicamente, col sistema di pulizia a lavaggio d'aria in pressione, si

stacca la polvere accumulatasi sulle maniche e la si raccoglie nelle tramogge di fondo.

Come precedentemente accennato, per il contenimento delle emissioni di ossido di azoto si sono impiegati bruciatori del tipo "low NOx", che si basano essenzialmente sull'applicazione dei seguenti principi:

- riduzione della disponibilità di ossigeno nella zona calda della fiamma, con combustione substechiometrica multistadio;
- riduzione della temperatura di fiamma mediante bassa turbolenza e doppio registro;
- ricircolo fumi in camera di combustione (con funzionamento a metano ed olio combustibile);
- immissione di ulteriore aria sopra e sotto i coni bruciatori per il completamento della combustione.

Anche la camera di combustione è stata realizzata con dimensioni maggiori rispetto ai generatori di vapore della stessa famiglia fino ad allora costruiti in Italia.

Gli impianti di scarico, movimentazione e stoccaggio del carbone sono realizzati completamente al chiuso e mantenuti in depressione per evitare dispersioni di carbone o polveri anche all'interno della Centrale; analogamente avviene per i sistemi interessati all'evacuazione di tutte le ceneri e per i prodotti esausti del desolforatore.

In sede di collaudo sono stati misurati valori di emissione molto inferiori ai valori limite ammessi dalle normative vigenti.

Da alcune indagini effettuate nel corso degli anni risulta, inoltre, che l'introduzione del sistema di teleriscaldamento in cogenerazione ha prodotto apprezzabili miglioramenti nello stato di qualità dell'aria della città di Brescia, avendo determinato, in sinergia con la capillarizzazione della rete di distribuzione del metano, la scomparsa delle emissioni diffuse dovute al riscaldamento domestico a gasolio. Con la diffusione del teleriscaldamento e la contemporanea diffusione del metano, da diversi anni ed in anticipo rispetto alle altre grandi città italiane, le emissioni di anidride solforosa da impianti fissi non rappresentano più il problema principale dell'inquinamento atmosferico a Brescia.

7.3.2.2 Caratteristiche Emissive della Centrale

Nella tabella seguente sono sintetizzate le caratteristiche emissive della Centrale Lamarmora, attualmente composta da tre gruppi di combustione e due camini di emissione. I valori indicati in tabella si riferiscono a dati di consuntivo 2004.

Il gruppo 1 convoglia i fumi al camino 1 di altezza pari a 100 m; i gruppi 2 e 3 convogliano i fumi ad un unico camino (2) monocanna di altezza pari a 100 m.

CTEC Lamarmora, Caratteristiche Fisiche			
Camino		1	2
Gruppi		GR1	GR2 e GR3
Temperatura uscita fumi	°C	130	102 ⁽¹⁾
Diametro	m	2.6	3.2
Altezza	m	100	100
Portata (in condizioni tal quali al camino)	Nm ³ /h	130,000	465,000 ⁽²⁾
Velocità	m/s	12.4	22.5

Note

- (1) La temperatura dei fumi prima del convogliamento nella canna del camino 2 è pari a:
GR2 = 130 °C
GR3 = 85 °C
- (2) La portata dei fumi prima del convogliamento nella canna del camino 2 è pari a:
GR2 = 175,000 Nm³/h
GR3 = 290,000 Nm³/h

7.3.2.3 Emissioni Totali

Si evidenzia che la Centrale rispetta i limiti che la normativa (il DPR 203/88 ed il successivo applicativo del 12 Luglio 1990) ha imposto agli impianti costruiti prima del 1988.

Inoltre la caldaia policombustibile (Gruppo 3) rispetta i limiti imposti dalla Delibera Regionale No. IV/11065 del 8 Luglio 1986, che risultano più severi dei limiti nazionali, per quanto concerne il parametro SO₂ con combustione a carbone e pari a 400 mg/Nm³ quale media giornaliera.

Per quanto concerne la caldaia semplice Macchi 3, essa viene utilizzata per non più di 100 ore all'anno come integrazione alla produzione di calore nei giorni più freddi, e come caldaia di riserva; le emissioni medie in concentrazione rispettano i limiti della normativa e sono risultate negli ultimi rilievi pari a (ASM Brescia S.p.A, 2003b; 2004b):

- CO 20 mg/Nm³ (limite pari a 250 mg/Nm³)

- NO_x 484 mg/Nm³ (limite pari a 650 mg/Nm³)

Per la caldaia Macchi 3, funzionando solo a metano, non sono da considerare le emissioni di SO₂ e di polveri.

Nei paragrafi successivi vengono riportati, per il periodo 1998-2003, i dati delle emissioni annuali relative ai singoli gruppi ed all'intero impianto per SO₂, NO_x e Polveri (ASM Brescia S.pA, 2003b; 2004b).

Biossido di Zolfo

L'andamento delle emissioni di SO₂ dei gruppi 1 e 2 dipende unicamente dalla qualità del combustibile. Si evidenzia il miglioramento registrato negli ultimi anni grazie all'approvvigionamento di un combustibile migliore. Per quanto riguarda il Gruppo 3, il limite sensibilmente inferiore (pari a 400 mg/Nm³ in base alla Delibera Regionale No. IV/11065 del 1986) è rispettato grazie all'impianto di desolforazione.

Nella tabella sottostante si riportano i dati relativi alle emissioni di SO₂ relative ad ogni gruppo, con riferimento al periodo 1998-2003 (ASM Brescia S.pA, 2003b; 2004b).

		Emissioni Annuali SO₂ [mg/Nm³]					
Emissioni	Limite	Anno					
		1998	1999	2000	2001	2002	2003
Gruppo 1	1,700	1,099	1,464	1,307	1,405	1,255	1,274
Gruppo 2	1,700	1,272	1,396	1,526	1,396	1,248	1,271
Gruppo 3	400	332	365	384	385	373	365

Ossidi di Azoto

I valori delle emissioni di NO_x negli ultimi anni si sono stabilizzati a valori nettamente inferiori agli attuali limiti di legge, grazie alle modifiche impiantistiche realizzate. Nella tabella sottostante si riportano i dati relativi alle emissioni di NO_x relative ad ogni gruppo.

Emissioni Annuali NO _x [mg/Nm ³]							
Emissioni	Limite	Anno					
		1998	1999	2000	2001	2002	2003
Gruppo 1	650	383	404	446	452	469	500
Gruppo 2	650	438	452	469	464	505	493
Gruppo 3	650	410	482	525	534	544	527

Polveri

Negli ultimi anni i valori registrati sono dell'ordine del 20% dei limiti di legge, ad eccezione del Gruppo 2 nel 2001 e del Gruppo 1 nel 2002. L'effetto assoluto di tali valori sulle emissioni è limitato in quanto il periodo di funzionamento annuo è ridotto rispetto al Gruppo 3. Per il Gruppo 3 è prevista nei prossimi anni una drastica riduzione dei valori, come conseguenza degli interventi realizzati a fine 2002. Nella tabella sottostante si riportano i dati relativi alle emissioni di polveri relative ad ogni gruppo, con riferimento al periodo 1998-2003.

Emissioni Annuali Polveri [mg/Nm ³]							
Emissioni	Limite	Anno					
		1998	1999	2000	2001	2002	2003
Gruppo 1	50	16	11	13	16	26	11
Gruppo 2	50	20	14	14	21	13	8
Gruppo 3	50	10	17	11	13	10	3

Nella sottostante tabella si riportano le emissioni totali relative all'intero impianto, per il periodo 1998-2003 (ASM Brescia S.p.A, 2003b; 2004b).

Emissioni Totali CTEC Lamarmora [t]						
Emissioni Totali	Anno					
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
NO _x	902	969	1,152	1,104	1,183	1,296
SO ₂	1,255	1,236	1,352	1,401	1,246	1,435
Polveri	24	20	23	32	23	10
CO ₂	548,201	577,184	668,525	562,102	583,052	661,721

Al fine di rendere comparabili i valori di emissione dei diversi impianti vengono monitorati indicatori specifici di emissione rapportati all'energia immessa in rete. Il trend delle emissioni specifiche, leggermente peggiorativo per gli NO_x, oscillante per

SO₂ e polveri, e legato al rendimento energetico dei combustibili utilizzati, non altera sostanzialmente le buone prestazioni dell'impianto. La scelta dei combustibili non influenza significativamente l'emissione specifica di polveri a causa dell'alta efficienza dei sistemi di filtrazione. Si osserva infine che è in leggera diminuzione il trend delle emissioni specifiche di SO₂, per effetto del desolforatore di cui è dotato il Gruppo 3. Nella tabella sottostante sono riportate le emissioni specifiche relative all'intero impianto, con riferimento al periodo 1998-2003 (ASM Brescia S.p.A, 2003b; 2004b).

Emissioni Specifiche CTEC Lamarmora ⁽¹⁾ [g/kWh]						
Emissioni Specifiche	Anno					
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
NO _x	0.69	0.73	0.88	0.82	0.90	0.89
SO ₂	0.97	0.94	1.03	1.04	0.95	0.99
Polveri	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01
CO ₂	419.67	437.68	509.25	417.83	443.74	456.94

Nota:

(1) Rispetto al totale di energia elettrica e termica prodotta

7.3.2.4 Sistemi di Riduzione e Controllo delle Emissioni in Atmosfera

Per tenere sotto controllo costantemente l'efficienza di tutti i sistemi di combustione e degli impianti di depurazione sono misurati in continuo i valori delle concentrazioni delle emissioni in atmosfera nonché i principali parametri quali temperatura, portata, umidità, contenuto di ossigeno residuo ed altri ancora (ASM Brescia S.p.A., 2003b). A tale scopo tutti i gruppi sono dotati di sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni (CO, NO_x, SO₂, polveri): sui monitor della sala controllo dell'impianto sono riportati i valori misurati su tutti i gruppi e i camini della Centrale, dai quali è possibile verificare in tempo reale il rispetto dei limiti di legge. Con cadenza giornaliera il sistema di acquisizione della CTEC fornisce i tabulati dei valori orari delle emissioni di NO_x, SO₂, CO e polveri insieme ai parametri di impianto delle singole caldaie sia in concentrazione che in quantità emesse durante le 24 ore; i riepiloghi mensili ed annuali sono comunicati alle Autorità Competenti, come previsto dalle norme vigenti. Altri parametri, che risultano di minore interesse per questa tipologia di impianto, sono tenuti sotto controllo attraverso campagne di misura dedicate.

In Figura 7.6 vengono riportate schematicamente le sezioni dei sistemi di depurazione fumi e dei sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni dei tre Gruppi della CTEC.

7.3.3 Uso e Smaltimento delle Acque

7.3.3.1 Prelievi Idrici

Il processo di produzione di energia elettrica richiede, nei processi tradizionali, grandi quantitativi di acqua di raffreddamento, necessaria a condensare il vapore in uscita dalle turbine ed a chiudere il ciclo termodinamico. Le centrali tradizionali necessitano pertanto della vicinanza di corsi d'acqua ove poter scaricare le acque. **Il processo di cogenerazione adottato dalla CTEC Lamarmora evita l'impatto termico associato allo scarico di acque riscaldate utilizzando, come pozzo di raffreddamento, l'acqua della rete del teleriscaldamento** (ASM Brescia S.p.A., 2003b).

Il processo produttivo richiede comunque volumi d'acqua consistenti, che vengono prelevati dalla rete di distribuzione dell'acquedotto comunale. Presso la Centrale Lamarmora viene prelevata e successivamente trattata anche acqua destinata al Termoutilizzatore ed alla rete teleriscaldamento. I principali utilizzi dell'acqua prelevata sono quindi:

- il reintegro della rete del teleriscaldamento;
- il reintegro delle caldaie;
- il reintegro al Termoutilizzatore;
- il reintegro per la preparazione del reagente per la desolforazione e, in misura minore, per l'umidificazione delle polveri.

I consumi relativi ai reintegri della rete del teleriscaldamento e del Termoutilizzatore non sono direttamente attribuibili alla Centrale Lamarmora e pertanto non vengono tenuti in considerazione nelle sottostanti tabelle, ove si riportano rispettivamente i quantitativi totali di acqua prelevata ed il consumo specifico della risorsa, dato dal consumo di acqua attribuibile alla CTEC rapportato al totale di energia termica ed elettrica immessa in rete, relativamente al periodo 1998-2003 (ASM Brescia S.p.A., 2003b; 2004b).

Prelievi Idrici CTEC Lamarmora						
Consumo Totale [m ³]	Anno					
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
	278,547	200,399	202,516	185,023	143,816	128,416 ⁽¹⁾
Consumi Specifici ⁽²⁾ [m ³ /GWh]	Anno					
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
	215	152	154	138	110	89

Note:

- (1) Dato calcolato in modo indiretto a seguito di un blocco ad uno dei contatori principali, utilizzando i contatori delle singole utenze e stimando i contatori delle utenze minori.
- (2) Rispetto al totale di energia elettrica e termica prodotta.

Si noti che il dato anomalo relativo al 1998 è comprensivo del consumo di acqua demineralizzata destinata al Termoutilizzatore, che in quell'anno era in fase di avviamento (ASM Brescia S.p.A, 2003b).

7.3.3.2 Scarichi Idrici

Il sistema delle acque di scarico della Centrale Lamarmora è caratterizzato dalle seguenti reti fognarie (ASM Brescia S.p.A., 2003b):

- acque miste: costituite da bianche e nere, provenienti dai servizi igienici e scaricate direttamente in pubblica fognatura;
- acque acide: provenienti soprattutto dall'area dell'impianto di demineralizzazione acque e scaricate nell'impianto di depurazione interno all'area di Centrale (si veda il successivo Paragrafo 7.3.3.3), dove avvengono la neutralizzazione, la chiari-flocculazione e la filtrazione finale;
- acque carboniose: drenate dall'area di scarico, trasporto e macinazione carbone, nonché da sili di stoccaggio dei residui polverosi ed afferenti alla vasca di sedimentazione e quindi all'impianto di depurazione, dove avviene la filtrazione finale su sabbia;
- acque oleose: drenate dall'area di scarico, trasporto e stoccaggio olio combustibile e dalle aree a rischio di inquinamento da oli; pre-trattate in vasca di decantazione, vengono inviate all'impianto di depurazione dove avviene la separazione meccanica degli oli mediante pacchi lamellari e quindi la filtrazione finale su sabbia.

Nella tabella seguente si riportano i quantitativi di acque reflue trattate e non trattate per il periodo 1998-2003 (ASM Brescia S.p.A, 2003b; 2004b).

Acque Reflue CTEC Lamarmora						
Trattate [m³]	Anno					
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
	147,880	111,896	124,578	103,837	70,994	30,208
Non Trattate [m³]	Anno					
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
	40,951	18,974	8,573	6,159	3,326	4,081

Nel mese di Marzo 2003 ASM Brescia ha effettuato la richiesta di autorizzazione per lo scarico in corpo idrico superficiale, stante la situazione del rispetto dei parametri legislativi (si veda il successivo Paragrafo 7.3.3.3), al fine di evitare un effetto di diluizione sui reflui in ingresso all'impianto di depurazione di Verziano.

Con Provvedimento No. 2948 del 14 Settembre 2004 la Provincia di Brescia ha autorizzato ASM Brescia ai seguenti scarichi:

- **nel corpo idrico superficiale “Vaso Guzzetto”** delle acque reflue industriali (sottoposte a trattamento presso l'Impianto Dondi), in eccesso rispetto al quantitativo riutilizzato dal Termoutilizzatore per lo spegnimento delle scorie del forno, derivanti dal normale esercizio degli impianti della CTE Lamarmora e del Termoutilizzatore, nonché i reflui derivanti dai lavaggi manutentivi della CTE e del Termoutilizzatore (per una portata media di 3 l/s e massima di 10 l/s);
- **nel corpo idrico superficiale “Vaso Garzetta – S. Zeno ”** delle acque reflue industriali decadenti dall'Area Pozzi Lamarmora – Comune di Brescia, costituite da acque provenienti dallo spurgo continuo della torre di raffreddamento della CTE Lamarmora (con portata media di 3 m³/h e massima di 5 m³/h), dall'impianto di raffreddamento dei compressori impiegati per l'accumulo del metano in appositi serbatoi di stoccaggio (con portata in continuo di 41 m³/giorno, pari a 15,000 m³/anno), dagli spurghi (per manutenzione straordinaria) dei pozzi Lamarmora 1 e Lamarmora 2, nonché dalle acque meteoriche provenienti dalle aree non permeabili della zona pozzi.

Le acque reflue domestiche e parte delle acque meteoriche decadenti dalla CTE Lamarmora vengono raccolte in una rete fognaria mista interna ed inviate alla pubblica fognatura di Via Ziziola dove vengono convogliate anche le acque provenienti dai servizi igienici del Termoutilizzatore.

In Figura 7.7 viene riportata l'ubicazione dei due punti scarico in corpo idrico superficiale.

7.3.3.3 Sistemi di Smaltimento e di Protezione e Controllo delle Risorse Idriche

Il processo di depurazione delle acque, che avviene presso l'impianto Dondi (il cui schema di funzionamento è riportato in Figura 7.8), viene tenuto sotto controllo diretto dagli operatori che conducono l'impianto, attraverso un efficiente sistema di monitoraggio dei parametri di processo, che si concretizza attraverso i seguenti controlli:

- analisi sui principali parametri di processo circa tre volte alla settimana, effettuate sul laboratorio interno;

- analisi in continuo rilevate mediante strumentazione fissa, che forniscono le misure dei parametri in uscita relativi al pH, alla conducibilità, alla torbidità ed alla temperatura;
- analisi, condotte almeno mensilmente da un laboratorio esterno, relative alle principali sostanze (circa 15) congruenti alla tipologia di impianto e definite dalla normativa sulle acque (D.Lgs. 152/99) per la verifica della conformità normativa totale;
- analisi annuale su tutti i parametri previsti dalla Tab. 3 del D.Lgs. 152/99 per la verifica della conformità normativa.

Durante le fasi di alcuni lavaggi chimici viene fatta una verifica apposita su ulteriori parametri relativi all'attività specifica, misurando ad esempio i solfati, ferro, etc.

Nelle sottostanti tabelle si riportano i valori medi annui dei principali indici di qualità, relativamente al periodo 1998-2003, rilevati rispettivamente da Laboratorio Esterno e Laboratorio Interno (ASM Brescia S.p.A, 2003b; 2004b).

Parametri da Laboratorio Esterno ⁽¹⁾	U.d.M.	Limite	Anno					
			1998	1999	2000	2001	2002	2003
pH		5.5-9.5	7.7	7.6	7.7	7.6	7.7	7.7
Cloruri	[mg/l]	1,200	545	733	637	718	785	642
Tensioattivi	[mg/l]	4	0.47	0.30	0.35	0.50	<0.50	<0.50
Azoto Nitrico	[mg/l]	30	14.4	16.2	15.6	14.8	15.4	11.4
COD	[mg/l]	500	23	51	39	44	39	21
Solidi Sospesi	[mg/l]	200	2	4	7	6	10	13
Solfati	[mg/l]	1,000	124	154	139	133	210	222
Oli Minerali	[mg/l]	10	4.0	0.1	0.4	1.3	1.2	0.8

Parametri da Laboratorio Interno ⁽¹⁾	U.d.M.	Limite	Anno					
			1998	1999	2000	2001	2002	2003
pH a 25°		5.5-9.5	7.8	7.7	7.8	7.7	7.8	7.7
Cloruri	[mg/l]	1,200	514	705	751	825	875	668
Solfati	[mg/l]	1,000	69	195	325	529	357	332
Nitrati ⁽²⁾	[mg/l]	132.8	64	73	78	74	77	64
Conducibilità Totale ⁽³⁾	[µS/cm]	n.a.	2,093	2,696	2,710	2,936	3,161	2,546
Ferro ⁽³⁾	[mg/l]	4	0.03	0.15	0.19	0.14	0.09	0.06

Note:

- (1) La cadenza delle analisi non in continuo è circa due volte alla settimana, per quanto riguarda quelle effettuate dal Laboratorio Interno, mentre è mensile per quelle effettuate dal Laboratorio Esterno. La differenza delle risultanze analitiche è dovuta principalmente al fatto che le analisi effettuate dal laboratorio esterno sono programmate ed effettuate in

condizioni standard e pertanto rappresentative di una situazione a regime, mentre quelle effettuate dal laboratorio interno sono appositamente programmate in momenti particolarmente critici, quali ad esempio lo scarico di acque di lavaggio. Questo spiega i dati generalmente più alti riscontrati nella media delle rilevazioni del laboratorio interno.

- (2) Espressi come NO_3^-
- (3) Parametri di processo

Il processo di depurazione, oltre a trattare il refluo, produce quale residuo un fango che viene essiccato in appositi “letti”, al fine di ridurre il peso destinato allo smaltimento; la qualità del fango è abbastanza stabile, in relazione al funzionamento regolare dei processi della Centrale che generano le acque di scarico; questo è dimostrato dalle analisi che vengono periodicamente effettuate per verificarne la compatibilità delle caratteristiche con l'impianto di smaltimento cui è destinato. Le analisi hanno sempre confermato che il rifiuto risulta speciale e non pericoloso e smaltito in appositi impianti autorizzati.

Al fine di ridurre il rischio di inquinamento di terreni ed acque, nel tempo sono stati realizzati numerosi interventi, a cominciare dall'impermeabilizzazione di tutte le zone di transito delle autobotti, delle aree dedicate allo scarico di carbone, OCD e gasolio e dei bacini di contenimento dei serbatoi di stoccaggio fuori terra (ASM Brescia S.p.A, 2003b).

Gli impianti di scarico dell'OCD sono dotati di valvola di non ritorno, al fine di limitare gli sversamenti accidentali; mentre lo stoccaggio avviene in un parco serbatoi, costituito da tre serbatoi a tetto galleggiante (per un totale di $25,000 \text{ m}^3$) e dotato di vasche impermeabilizzate per il contenimento di eventuali fuoriuscite.

Il livello dei serbatoi dell'olio combustibile viene monitorato in continuo per evitare tracimazioni o sversamenti.

Lo stoccaggio del gasolio avviene in un serbatoio da 3,000 l, situato in locale chiuso e dotato di struttura di contenimento, atta a contenere eventuali perdite. I quantitativi movimentati sono minimi e pari ad un conferimento ogni due anni di circa 1,500 litri.

Analoghe metodologie di controllo sono state adottate per le aree di scarico, stoccaggio e macinazione del carbone.

Oltre alle tecnologie ed alle opere di protezione, è operativo presso la Centrale il Piano d'Emergenza che contiene le modalità, le procedure ed i comportamenti da adottare nel caso dovessero verificarsi eventi possibili, anche se improbabili (si veda a tal proposito il successivo Paragrafo 13).

7.3.4 Produzione di Rifiuti Solidi

Le attività di produzione di energia termoelettrica, come quelle della Centrale Lamarmora, producono sostanzialmente due classi di rifiuto distinte (ASM Brescia S.p.A, 2003b):

- rifiuti derivanti dal processo di combustione e di trattamento dei reflui;
- rifiuti derivanti da operazioni di manutenzione e pulizia, appartenenti ad una gamma variegata di tipologie.

Dal punto di vista strettamente normativo, secondo la classificazione del Decreto Ronchi, i rifiuti prodotti si distinguono in:

- rifiuti speciali non pericolosi: ceneri da carbone, residuo di desolforazione, fanghi di depurazione;
- rifiuti assimilabili agli urbani: foglie, carta, imballaggi;
- rifiuti speciali pericolosi: morchie oleose.

I **rifiuti da combustione** sono stoccati in appositi sili monitorati in continuo ed il sistema di caricamento dei mezzi per il loro trasporto è integrato ad un impianto di abbattimento delle polveri realizzato nell'ambito del Sistema di Gestione Ambientale della Centrale Lamarmora. I **rifiuti non da combustione** sono stoccati in contenitori appositi, confinati in un'area coperta e impermeabilizzata ed il cui accesso è controllato.

In uscita dalle caldaie, le ceneri dovute alla combustione dell'OCD vengono captate dai relativi elettrofiltri e raccolte al di sotto di questi ultimi. Tramite appositi trasmettitori pneumatici le ceneri vengono inviate in un silo dedicato e quindi, sempre mediante trasporto pneumatico e opportuno dosatore, vengono introdotte nella caldaia policombustibile con il carbone. Il vantaggio tecnico ed ambientale del reintegro, nella stessa CTEC, delle ceneri OCD ivi prodotte, consiste, sinteticamente, nella mancata produzione di rifiuto pericoloso, che altrimenti andrebbe smaltito in una discarica per rifiuti pericolosi, ed anche nel recupero del potere energetico residuale nelle ceneri.

Nelle sottostanti tabelle si riportano rispettivamente le quantità di rifiuti prodotti annualmente tra il 1998 ed il 2003, suddivisi in funzione della tipologia di rifiuto e, per lo stesso periodo, la produzione specifica di rifiuti relativa all'intero impianto (ASM Brescia S.p.A, 2003b; 2004b).

Produzione di Rifiuti della CTEC Lamarmora (fonte: dati elaborati per la dichiarazione annuale MUD)							
Classificazione	Tipologia	Anno					
		1998	1999	2000	2001	2002	2003
Pericolosi [t]	Oli Esausti	2.90	2.90	10.90	2.80	2.53	3.70
	Altri ⁽¹⁾	2.70	5.90	8.20	20.40	1.63	28.0
Non pericolosi [t]	Totale Ceneri Carbone	10,332	12,931	14,421	11,520	13,498	14,273
	Residuo Desolforatore	6,058	7,676	8,252	8,461	6,473	7,548
	Altri ⁽²⁾	235.4	232.7	224.6	265.5	122.4	224.0
Totale generale pericolosi e non [t]		16,631	20,849	22,916	20,270	20,097	22,077

Note:

- (1) Altri rifiuti pericolosi: morchie oleose
(2) Altri rifiuti non pericolosi: fanghi e RSAU

Produzione Specifica di Rifiuti della CTEC Lamarmora ⁽¹⁾							
	U.d.M	Anno					
		1998	1999	2000	2001	2002	2003
Produzione Specifica di Rifiuti	[t/GWh]	12.8	15.8	17.5	15.1	15.3	15.3

Nota:

- (1) Rispetto al totale di energia elettrica e termica prodotta

La produzione dei rifiuti da combustione è strettamente correlata ai combustibili utilizzati. All'aumento della produzione complessiva di energia corrisponde un aumento dei rifiuti prodotti, come conseguenza dell'utilizzo del carbone. L'aumento di consumo di carbone ha influito fortemente anche sulla produzione specifica dei rifiuti: come si nota dalla tabella la quasi totalità dei rifiuti non pericolosi è costituita da ceneri di carbone e dal residuo di desolforazione. La quantità di rifiuti prodotti dipende in modo significativo anche dalla metodologia di conferimento degli stessi (a secco o ad umido). Sull'aumento registrato nel 2000 ha influito anche la maggiore quantità di rifiuti scaricata e conferita ad umido (quindi con presenza di acqua e pertanto più pesante).

L'aumento delle ceneri di carbone è comunque compensato dall'avvio a recupero dei rifiuti prodotti: i residui della combustione del carbone, le ceneri leggere ed il residuo di desolforazione vengono infatti in gran parte inviati al riutilizzo quale integrazione della parte inerte e quale additivo presso impianti di produzione del calcestruzzo. La quantità non recuperata e smaltita in discarica o in altri impianti di smaltimento è pari allo 0.63% dei rifiuti prodotti ed è costituita da fanghi prodotti dall'impianto di

depurazione delle acque reflue, dai rifiuti assimilabili agli urbani e da altri rifiuti prodotti occasionalmente (vernici, morchie, oli, etc.).

Nella tabella di seguito riportata sono evidenziate le quantità di rifiuti recuperati annualmente, tra il 1998 ed il 2003 (ASM Brescia S.p.A, 2003b; 2004b).

Rifiuti prodotti dalla CTEC Lamarmora inviati a recupero							
		Anno					
		1998	1999	2000	2001	2002	2003
Rifiuti recuperati [t]	Ceneri Carbone	4,432	8,270	14,421	11,520	13,498	14,273
	Residuo Desolforazione	1,303	3,949	8,252	8,461	6,473	7,188
Materiale reintegrato nel processo [t]	Ceneri da OCD	475	130	111	140	117	138

Come si può vedere nella tabella di seguito riportata, dove sono evidenziate le percentuali di rifiuti recuperati annualmente tra il 1998 ed il 2003, dal 2000 la percentuale di recupero dei rifiuti rispetto al totale dei rifiuti prodotti è salita significativamente fino a raggiungere quasi il 100%. Il risultato è stato raggiunto attraverso la ricerca di siti di destinazione autorizzati al recupero, che è stata favorita, a partire dal 1999, da normative che hanno semplificato l'iter autorizzativo (ASM Brescia S.p.A, 2003b; 2004b).

Percentuale di recupero dei rifiuti prodotti dalla CTEC Lamarmora						
	Anno					
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Percentuale di Recupero di Rifiuti Prodotti (%)	34.50	58.60	98.90	98.60	99.37	97.20

7.3.5 Consumo di Materie Prime ed Energia

Per lo svolgimento corretto delle molteplici attività che strutturano il processo produttivo, oltre ai combustibili sono necessarie altre materie prime. In particolare in Centrale Lamarmora vengono impiegati i seguenti **reagenti** (ASM Brescia S.p.A, 2003b):

- ossido di calcio (calce), come reagente per l'abbattimento dell'anidride solforosa presente nei fumi di combustione;

- acido cloridrico e soda caustica, impiegati per rigenerare le resine che demineralizzano l'acqua necessaria al ciclo termico della caldaia, all'integrazione della rete di teleriscaldamento e, in quantità meno rilevanti, per la correzione del pH delle acque reflue;
- altri reagenti:
 - ossido di magnesio, utilizzato come additivo dell'OCD,
 - deossigenante/alcalinizzante, utilizzato come additivo all'impianto di depurazione,
 - disperdente, utilizzato come additivo alla torre evaporativa,
 - anticorrosivo, utilizzato come additivo al ciclo chiuso della Centrale.

Nelle tabelle seguenti si riportano i consumi dei reagenti sopra menzionati, relativamente al periodo 1998-2003 ed il consumo specifico dei reagenti per lo stesso periodo (ASM Brescia S.p.A, 2003b; 2004b).

Reagenti Utilizzati nel Processo Produttivo della CTEC Lamarmora							
Reagenti	U.d.M.	Anno					
		1998	1999	2000	2001	2002	2003
Calce	t	2,858	3,381	3,638	4,179	3,198	3,256
Acido Cloridrico ⁽¹⁾	t	60	57	54	67	60	61
Soda ⁽¹⁾	t	31	35	32	35	34	33
Altri ⁽²⁾	t	247	246	15	25	20	32

Note:

- (1) Quantitativi prodotti proporzionalmente ai consumi diretti.
- (2) Sotto la voce altri reagenti rientrano:
- ossido di magnesio, utilizzato come additivo dell'OCD,
 - deossigenante/alcalinizzante, utilizzato come additivo all'impianto di depurazione,
 - disperdente, utilizzato come additivo alla torre evaporativa,
 - anticorrosivo, utilizzato come additivo al ciclo chiuso della Centrale.

Consumo Specifico di Reagenti Utilizzati nel Processo Produttivo della CTEC Lamarmora ⁽¹⁾							
Reagenti	U.d.M.	Anno					
		1998	1999	2000	2001	2002	2003
Calce ⁽²⁾	kg/t	24.5	25.8	21.0	27.3	18.7	17.0
Acido Cloridrico	[t/GWh]	0.05	0.05	0.04	0.04	0.05	0.04
Soda	[t/GWh]	0.02	0.03	0.02	0.03	0.03	0.02
Altri	[t/GWh]	0.19	0.19	0.1	0.02	0.01	0.02

Note:

- (1) Rispetto al totale di energia elettrica e termica prodotta.
- (2) Rispetto alle tonnellate di carbone utilizzato. Non viene presentato il consumo specifico di calce in relazione ai GWh totali (elettrici e termici) prodotti, in quanto privi di significato, dato che la calce è utilizzata solo per il trattamento fumi della caldaia a carbone. La

produzione di calore ed energia elettrica misurata, per ogni gruppo turboalternatore e scambiatori, è normalmente incongruente con il combustibile bruciato dalle caldaie corrispondenti; questo perché le caldaie della CTEC sono interconnesse ed il vapore prodotto viene smistato alle varie turbine o scambiatori di calore in base alle esigenze di produzione, tenendo conto di fattori di rendimento ed economici. E' possibile anche il caso di caldaia "n" in normale funzionamento con turboalternatore "n" fermo. Non è pertanto disponibile il dato di produzione della singola caldaia a carbone; viene pertanto presentato il dato relativo di calce in relazione al quantitativo di carbone utilizzato.

Nei processi di gestione e manutenzione degli impianti vengono utilizzati, in quantità minori, anche altre sostanze, quali:

- oli minerali per la lubrificazione;
- additivi per il miglioramento della combustione e la prevenzione della formazione di inquinanti;
- prodotti diversi per la manutenzione (vernici, materiali di consumo per saldatura, etc.);
- polielettrolita, utilizzato per favorire la sedimentazione dei solidi sospesi nelle acque trattate nell'impianto di depurazione della CTEC;
- additivi per il condizionamento delle acque di processo.

Al fine di ridurre al minimo i rischi derivanti da utilizzo di sostanze potenzialmente pericolose, a livello gestionale esiste una serie di procedure volte alla definizione di operazioni ed istruzioni da seguire nell'acquisto, ricevimento, utilizzo e smaltimento di tali sostanze.

Tutte le sostanze utilizzate vengono stoccate e manipolate nel rispetto delle procedure esistenti.

Di seguito sono infine riportati i consumi relativamente ad oli lubrificanti, acqua e consumi elettrici e termici, relativamente al periodo 1998-2003 (ASM Brescia S.p.A, 2003b; 2004b).

Risorse Utilizzate	U.d.M.	Anno					
		1998	1999	2000	2001	2002	2003
Acqua	m ³	278,547	200,399	202,516	185,023	143,816	128,416 ⁽¹⁾
Oli Lubrificanti	t	5	8	11	7	2	5
Auto Consumi Elettrici ⁽²⁾	GWh	41	42	52	48	48	53
Auto Consumi Termici	Gwh	7	5	5	6	5	6

Note:

- (1) Dato calcolato in modo indiretto a seguito di un blocco ad uno dei contatori principali, utilizzando i contatori delle singole utenze e stimando i contatori delle utenze minori.
- (2) Al netto dei consumi delle pompe del teleriscaldamento.

7.3.6 Rumore

La particolare collocazione urbanistica della Centrale Lamarmora ne fa una fonte poco significativa di impatto acustico: essa sorge infatti in un'area ai margini dell'abitato cittadino ed in prossimità della Tangenziale Sud e dell'Autostrada A4 (si veda la Figura 1.2), che nel Piano Regolatore risulta destinata ad attività industriali e di servizi.

Gli impianti producono emissioni sonore inferiori rispetto a quelle generate dal traffico locale e dalle arterie a scorrimento veloce.

Le campagne di misura fonometriche vengono effettuate periodicamente da parte dell'Ufficio Ambiente di ASM Brescia al fine di verificare il rispetto dei limiti di legge. Si evidenzia che i valori registrati durante le campagne di rilevazione del rumore svolte in passato non hanno mai superato i limiti imposti.

In particolare nel corso dell'anno 2003 sono state effettuate dall'Ufficio Ambiente dell'ASM Brescia S.p.A. due campagne di rilevamento fonometrico nell'area periferica del sito, al fine di caratterizzare la rumorosità ambientale della Centrale in assetto estivo (campagna Giugno 2003) ed in assetto invernale (campagna Dicembre 2003 e Gennaio 2004) (ASM Brescia S.p.A, 2004a). I risultati di tali campagne sono sintetizzati e discussi nel Quadro di Riferimento Ambientale del SIA.

7.3.7 Traffico Indotto

Il sito dove è ubicata la Centrale Lamarmora è localizzato favorevolmente in relazione ai collegamenti con la viabilità extracittadina, che più interessa le attività di Centrale: si trova infatti in prossimità della Tangenziale Sud della Città di Brescia e ad una distanza di circa 200 m dallo svincolo più vicino. Inoltre sul percorso svincolo-ingresso carraio della Centrale non sorgono abitazioni civili. Su questo svincolo gravano, oltre al preponderante traffico privato, anche gli automezzi diretti ad altri insediamenti di ASM.

Il traffico indotto dalla presenza della Centrale è dovuto a (ASM Brescia S.p.A, 2003b):

- approvvigionamento combustibili: carbone⁴ e olio combustibile⁵;
- approvvigionamento reagenti: in massima parte calce per il desolforatore;
- trasporto rifiuti a recupero e/o smaltimento.

Il flusso degli automezzi è stimato pari a circa 600 automezzi al mese con punte di circa 50 mezzi al giorno durante i mesi invernali, nei quali la Centrale funziona a cario elevato per soddisfare la richiesta di calore. Gli automezzi non appartengono ad ASM ma a ditte private.

Si rileva che i valori di punta sulla Tangenziale Sud, che corre 100 m a Sud della CTEC Lamarmora, è di circa 3,200 veicoli all'ora per direzione di marcia e di 70,000 veicoli al giorno (ASM Brescia S.p.A, 2003b).

Una soluzione adottata da ASM al fine di ridurre l'impatto dovuto al trasporto del carbone è stata quella di organizzare il trasporto fino a Brescia tramite via ferroviaria – scalo merci – Centrale Lamarmora, percorso che evita l'attraversamento di aree urbane riducendo l'impatto sul traffico indotto.

⁴ Mediamente circa il 35% del carbone è trasportato su strada (ciò corrisponde ad un traffico di circa 2,000 automezzi l'anno) e circa il 65% su ferrovia (ciò corrisponde all'impiego di circa 1,000 vagoni e 2,800 containers).

⁵ L'olio combustibile denso (OCD) viene trasportato tramite automezzi (circa 1,600 mezzi all'anno).

8 DESCRIZIONE DEL PROGETTO DI RISTRUTTURAZIONE

Il progetto di ristrutturazione della Centrale Lamarmora proposto da ASM Brescia si articola in una serie di interventi il cui fine è quello di:

- integrare la capacità produttiva del sistema di teleriscaldamento per soddisfare le esigenze future e garantire al contempo un adeguato margine di riserva;
- ridurre l'impatto ambientale complessivo della Centrale in termini di emissioni in atmosfera, rumore e impatto visivo.

Il progetto prevede in particolare l'installazione di un'unità a ciclo combinato cogenerativo multishaft (due alternatori asserviti alla turbina a gas e alla turbina a vapore) nel quale i gas combusti della turbina a gas (alimentata esclusivamente a gas naturale) alimentano con la loro elevata energia termica residua una caldaia a recupero che produce vapore surriscaldato da utilizzare in una turbina a vapore con spillamenti, per la generazione di ulteriore energia elettrica ed energia termica per la rete di teleriscaldamento della città di Brescia.

Il ciclo combinato sostituirà nell'esercizio i gruppi 1 e 2 producendo energia termica ed energia elettrica. Le esistenti caldaie 1 e 2 verranno mantenute, con alimentazione di norma a gas naturale, come riserva per il sistema di teleriscaldamento per la sola produzione di calore in caso di emergenza e comunque subiranno un *derating* per rispettare i nuovi limiti di emissioni al camino.

Il nuovo gruppo di cogenerazione a ciclo combinato gas-vapore (CCGT - Combined Cycle Gas Turbine), della capacità termica nominale di circa 715 MWt, è caratterizzato dalle seguenti potenzialità produttive (ASM Brescia S.p.A, 2005b):

- potenza termica resa alla rete del teleriscaldamento in assetto cogenerativo: circa 250 MWt;
- potenza elettrica netta in assetto cogenerativo pari a circa: 330 MW.

Con l'installazione della nuova unità a ciclo combinato cogenerativo verranno inoltre realizzati i seguenti ulteriori interventi sull'impianto esistente:

- dismissione degli esistenti turboalternatori 1 e 2;
- passaggio a riserva della caldaia 1 e della caldaia 2 per la produzione di calore in emergenza per la rete del teleriscaldamento, con alimentazione di norma a gas naturale e riduzione della potenza termica nominale;
- installazione di un sistema DeNOx SCR sull'esistente caldaia 3 (caldaia policombustibile);

- demolizione dell'esistente stoccaggio OCD;
- demolizione dell'esistente stoccaggio di gas naturale e dei relativi compressori;
- demolizione dei due camini esistenti e riconvogliamento dei fumi delle esistenti caldaie nel nuovo camino a condotti multipli che verrà realizzato per il nuovo ciclo combinato cogenerativo.

ASM ha inoltre già in corso un progetto per la riallocazione, in vicinanza della Tangenziale Sud di Brescia, dell'esistente stazione di decompressione di gas naturale per la rete di distribuzione cittadina.

La planimetria di progetto è riportata in Figura 2.1, mentre in Figura 8.1 sono riportati in dettaglio la planimetria e la rispettiva sezione del nuovo impianto a ciclo combinato.

Il progetto comporta inoltre la realizzazione delle seguenti opere funzionali al collegamento con le reti nazionali elettrica e del gas (si veda la Figura 1.1):

- realizzazione di un tratto di elettrodotto in cavo, di collegamento tra la Centrale e la stazione elettrica Flero, di circa 4.8 km di lunghezza, ubicato a Sud rispetto al centro cittadino all'interno del territorio comunale di Brescia;
- realizzazione di un tratto di metanodotto di allacciamento al metanodotto in progetto denominato "Carpandolo-Nave", di lunghezza pari a 4.2 km, ubicato anch'esso a Sud rispetto al centro cittadino, integralmente all'interno del territorio comunale di Brescia.

L'impianto sarà inoltre collegato alla rete di teleriscaldamento di ASM Brescia.

Nei successivi paragrafi vengono descritti:

- il nuovo impianto a ciclo combinato (Paragrafo 8.1);
- il sistema DeNOx SCR che sarà installato sull'esistente caldaia 3 (Paragrafo 8.2);
- le caratteristiche delle opere connesse (Paragrafo 8.3).

8.1 NUOVO IMPIANTO A CICLO COMBINATO

8.1.1 Caratteristiche Generali dell'Impianto

8.1.1.1 Configurazione dell'Impianto

L'impianto è costituito da un'unità in ciclo combinato in grado di fornire, in assetto cogenerativo, una potenza termica di 250 MWt alla rete di teleriscaldamento ed una potenza elettrica di circa 330 MWe alla RTN.

L'unità è costituita da una turbina a gas e da una turbina a vapore in configurazione multishaft, ciascuna collegata al proprio alternatore. I gas di scarico della turbina a gas attraversano una caldaia a recupero a tre livelli di pressione con risurriscaldamento, che produce il vapore che alimenta la turbina a vapore (si veda la Figura 8.1).

Il vapore per il teleriscaldamento è estratto dal corpo di media pressione della turbina a vapore ed inviato ai rispettivi riscaldatori.

Il sistema di condensazione del vapore scaricato dalla turbina di bassa pressione è misto, nel senso che sono installati due condensatori in parallelo sullo scarico della turbina stessa. Il primo condensatore è raffreddato ad aria ed è dimensionato per circa il 50% del carico termico totale. Questo condensatore funzionerà da solo durante la stagione fredda quando è in funzione il sistema di teleriscaldamento.

Il secondo condensatore è raffreddato con l'acqua della nuova torre evaporativa e funzionerà, in parallelo al condensatore raffreddato ad aria, durante la stagione estiva, quando la richiesta di calore di teleriscaldamento è nulla o molto ridotta.

Gli altri componenti d'impianto sono raffreddati mediante acqua in circuito chiuso, a sua volta raffreddato dall'acqua di torre allorché la torre ad umido è in funzione (stagione estiva) ovvero da un aerotermeo (esistente) allorché le torri ad umido sono ferme (stagione fredda).

Il combustibile fornito dalla rete di trasporto del gas naturale di Snam Rete Gas viene mantenuto alla pressione richiesta mediante una stazione di riduzione. Il gas viene riscaldato mediante acqua in pressione estratta dalla caldaia a recupero (od eventualmente da una piccola caldaia ausiliaria qualora necessario) per migliorare il rendimento dell'impianto. Le emissioni gassose dell'impianto sono garantite da un sistema di combustori della turbina a gas (Dry Low NO_x), a basso NO_x.

L'impianto ha una potenza elettrica netta massima (carico massimo continuo elettrico dell'impianto) variabile in funzione della quantità di vapore fornita al sistema di teleriscaldamento e in funzione delle condizioni ambientali.

L'impianto è progettato per funzionare a carico di base o a funzionamento ciclico, anche nel rispetto delle regole e delle disposizioni emanate dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN).

L'impianto non ha capacità di riaccensione autonoma tipo "black start", e può funzionare isolato dalla rete alimentando i soli carichi di Centrale per il tempo necessario a rimediare a guasti temporanei della rete ad alta tensione.

8.1.1.2 Componenti Principali dell'Impianto

I componenti principali dell'impianto sono:

- un turbogas (TG);
- una caldaia a recupero (GVR);
- una turbina a vapore (TV);
- generatori elettrici (di taglia diversa);
- un sistema vapore ed alimento;
- un sistema condensato;
- una caldaia ausiliaria;
- un sistema di riscaldamento dell'acqua di teleriscaldamento;
- un condensatore raffreddato ad aria (ACC);
- un condensatore raffreddato ad acqua (WCC);
- un sistema di raffreddamento in circuito chiuso con torri a umido;
- un sistema di reintegro dell'acqua di raffreddamento;
- un sistema di reintegro dell'acqua del ciclo termico (essenzialmente spurgo continuo caldaia e sfuggite tenute TV);
- un sistema di raffreddamento degli ausiliari in ciclo chiuso;
- un sistema aria compressa per aria strumenti e aria servizi;
- un sistema antincendio;

- un sistema trattamento acque;
- un sistema di strumentazione ed automazione;
- un stazione elettrica blindata in SF₆ 400 kV per il parallelo fra i generatori ed il collegamento alla RTN;
- sistemi di MT per il trasferimento dell'energia elettrica dai generatori alla rete AT;
- un sistema elettrico per la alimentazione normale e di emergenza dei servizi elettrici ausiliari della nuova Centrale e del sistema di teleriscaldamento;
- una stazione di riduzione e misura del gas naturale in alta pressione per l'alimentazione della turbina a gas (Stazione metano AP);
- un camino di altezza pari a circa 120 m, a condotti multipli per l'evacuazione in atmosfera dei fumi della nuova unità a ciclo combinato e delle esistenti caldaie della Centrale Lamarmora (in sostituzione dei 2 camini esistenti che saranno demoliti);
- una sala controllo;
- un sistema diesel di emergenza;
- officine ed uffici.

8.1.1.3 Disposizione dell'Impianto

L'impianto consiste in un edificio integrato, al suo interno compartimentato mediante pareti, nel quale alloggiavano il gruppo turbina a gas con il suo alternatore, il gruppo turbina a vapore con il suo alternatore, i trasformatori elevatori e di alimentazione dei servizi ausiliari, gli scambiatori di calore del teleriscaldamento, la Sala Controllo e il suo retroquadro, la caldaia a recupero, i quadri elettrici di media e bassa tensione e tutti i servizi ausiliari al funzionamento dell'impianto (si veda la Figura 8.1). La batteria di aerotermini a circolazione d'aria forzata (condensatore ad aria) è sistemata a Ovest di tale edificio.

Il camino, alto 120 m, raggruppa i camini delle unità esistenti con quello della nuova unità, in un'unica struttura.

La disposizione interna dell'edificio è stata stabilita tenendo conto delle seguenti esigenze:

- minimizzare il percorso di tubazioni di vapore, riducendo al minimo le perdite di carico dello stesso;
- dare all'aria di combustione ed ai gas di scarico il percorso più breve e diretto possibile;
- minimizzare la lunghezza dei condotti sbarre ed in generale di tutti i cavi elettrici;
- orientare le fonti di rumore verso direzioni nelle quali non si trovino insediamenti abitativi o verso direzioni naturalmente schermate;
- assicurare l'accesso con mezzi adeguati alle zone di impianto soggette ad interventi di manutenzione;
- permettere una logica sequenza di costruzione delle varie parti di impianto, evitando interferenze fra attività di costruzione, montaggio e commissioning;
- dare al personale di esercizio gli spazi necessari all'espletamento delle mansioni di ognuno;
- minimizzare l'impatto visivo della Centrale, limitando l'altezza fuori terra dei vari edifici a 28 m e mettendo in atto tutti gli accorgimenti architettonici del caso.

Per consentire la manutenzione e lo smontaggio dei componenti vitali dell'impianto, sono state inserite vie di accesso verso le fosse di carico dei due edifici turbina, che consentano l'accesso a mezzi pesanti per il trasporto dei pezzi più voluminosi.

Il sistema viario della Centrale consentirà il trasporto al di fuori della stessa di tutti i pezzi dopo la costruzione dell'impianto.

All'esterno sono sistemati alcuni serbatoi di stoccaggio di acqua: 4 (esistenti) per lo stoccaggio dell'acqua demineralizzata, 1 per lo stoccaggio dell'acqua antincendio. Da quest'ultimo serbatoio aspirano le pompe del sistema antincendio, per l'alimentazione della rete idranti e sprinklers.

Altri edifici minori quali la portineria, alcuni magazzini ed officine, parcheggi per le automobili del personale di Centrale e dei visitatori sono già.

8.1.1.4 Schema Elettrico

Con l'occasione dell'installazione della nuova unità a ciclo combinato, si provvederà ad una razionalizzazione dei sistemi elettrici in modo da ottenere più elevate garanzie di affidabilità delle alimentazioni sia per gli impianti nuovi che per quelli esistenti.

8.1.2 Modalità di Funzionamento dell'Impianto

Tutti i sistemi ed i componenti dell'impianto sono progettati per funzionamento continuo nelle condizioni ambientali specificate, nonché per un funzionamento ciclico.

La modalità operativa primaria è quella di soddisfare le esigenze del sistema di teleriscaldamento della Città di Brescia, in combinazione con la produzione di energia elettrica, al fine di utilizzare al meglio la cogenerazione.

L'impianto è progettato per rispondere ai seguenti requisiti operativi e di dispacciamento:

- l'impianto è presidiato permanentemente;
- l'energia elettrica prodotta è completamente dispacciabile in un range compreso circa tra il 60% ed il 100% del Carico Massimo Continuo elettrico dell'impianto;
- il turbogas funziona rispettando completamente i limiti di emissioni gassose nell'intervallo fra circa il 55% ed il 100% della sua capacità, ovvero fra il Carico Minimo Tecnico Ambientale ed il Massimo Carico Continuo del turbogas;
- l'impianto sarà in grado di partecipare alla regolazione primaria (obbligatoria) e secondaria (facoltativa) di frequenza e tensione richieste dal GRTN;
- solo una piccola parte dell'energia prodotta viene utilizzata per il funzionamento degli ausiliari dell'impianto.

8.1.2.1 Avviamento

Per l'avviamento dell'impianto è necessaria una sorgente esterna di alimentazione degli ausiliari. Tale alimentazione è costituita dalla rete esterna a 400 kV, attraverso il trasformatore elevatore del gruppo a gas e la relativa connessione al trasformatore di unità.

Non appena il turbogas è avviato ed è disponibile energia sufficiente, il sistema può essere messo in modalità di generazione.

8.1.2.2 Funzionamento senza la Rete ad Alta Tensione

Nel caso in cui un guasto sulla linea di alta tensione costringa ad interrompere il collegamento con la Centrale, vanno considerate due eventualità:

- il guasto si verifica quando le turbine (TG e TV) e i rispettivi generatori sono in funzione. In questo caso, dato che l'impianto è dotato di un sistema di by-pass della turbina a vapore dimensionato per il 100% della capacità della caldaia, l'impianto può essere tenuto in funzionamento, riducendo il carico elettrico al minimo tecnico, per alimentare solo le utenze di centrale e consentire il ripristino delle condizioni di esercizio. L'impianto può funzionare in questo assetto per non più di poche ore consecutive;
- le turbine non sono in funzionamento (Black-out). In questo caso tutti i carichi critici, come le utenze in Corrente Continua, le pompe di lubrificazione di emergenza delle turbine, i computers etc. continuano a ricevere alimentazione dalle batterie e inverters. Quando il black-out si verifica, i generatori diesel di emergenza si avviano automaticamente in un tempo ragionevolmente breve per alimentare i carichi di emergenza. Il programma di alimentazione di emergenza viene inserito dal sistema centrale di controllo dell'impianto e l'energia generata alimenta i raddrizzatori, le batterie, l'inverter, la luce di emergenza, gli altri carichi essenziali della Centrale. Il generatore diesel di emergenza alimenta solo i servizi essenziali durante l'arresto dell'impianto, ma non è in grado di consentire l'avviamento dell'impianto. Ad ulteriore garanzia è prevista l'interconnessione con la cabina elettrica esistente a 15 kV di Lamarmora.

8.1.3 **Prestazioni dell'Impianto**

In condizioni ambientali di riferimento ISO (15°C di temperatura esterna, 60% di umidità relativa), in assetto cogenerativo, con turbina a gas al Massimo Carico Continuo, l'impianto sviluppa le seguenti prestazioni (si veda a tal proposito l'Allegato 3.3.1 del Progetto di Base -ASM Brescia S.p.A., 2005b):

- potenza elettrica netta: 330 MWe
- potenza termica immessa in rete TR: 250 MWt
- rendimento netto complessivo: 85 %

L'impianto è inoltre in grado di funzionare in un qualsiasi assetto compreso fra quello invernale e quello estivo, in dipendenza delle condizioni ambientali esterne (che comunque possono variare fra -16°C e +40°C) e della richiesta termica da parte della rete di teleriscaldamento.

I fumi sono rilasciati in atmosfera tramite una canna (all'interno del camino unico multicanna) di altezza 120 m e di diametro interno 6.5 m. I parametri di riferimento per i fumi sono i seguenti:

Ciclo Combinato, Caratteristiche Fisiche ed Emissive		
Altezza camino	m	120
Diametro canna	m	6.5
Portata fumi al camino ⁽¹⁾	Nm ³ /h	2,000,000
Temperatura di scarico fumi al camino	°C	105
Contenuto di O ₂ nei fumi umidi	%vol	12.8
Contenuto di H ₂ O nei fumi (al 12.8% di O ₂)	%vol	8.0

Note:

(1) Fumi secchi, riferiti al 15% di ossigeno.

8.1.4 Descrizione delle Principali Componenti dell'Impianto

La configurazione adottata per le macchine rotanti principali (turbina a gas, turbina a vapore e generatori) è quella denominata "1 + 1", detta anche "*double shaft*", cioè composta da due indipendenti "assi" o "gruppi" di generazione.

Il gruppo turbogas è costituito dalla turbina a gas e dal suo generatore (accoppiato sul lato freddo). Col termine "turbina a gas" si intende, nel senso esteso del termine, l'insieme composto da compressore, camera di combustione con bruciatori, e turbina.

Il gruppo a vapore è costituito dalla turbina a vapore e dal suo generatore (accoppiato sul lato bassa pressione). Sotto il corpo di bassa pressione della turbina a vapore è realizzato perpendicolarmente all'asse della macchina il collegamento con il condensatore ad aria posizionato esternamente all'edificio turbina. Sempre vicino al corpo di bassa pressione, ad un piano inferiore, è sistemato il condensatore raffreddato ad acqua.

I due turboalternatori sono alloggiati in differenti sezioni dell'edificio integrato e sono asserviti ciascuno dal proprio carroponete (uno in ogni edificio) che traslano verso le rispettive fosse di carico. Le macchine rotanti sono sistemate su appositi cavalletti.

8.1.4.1 Turbina a Gas

Generalità

La turbina a gas è progettata per funzionare accoppiata con caldaia a recupero, che è attraversata dai gas di scarico del turbogas.

Turbina e compressore sono montate sullo stesso albero, a formare il rotore. Il rotore è supportato da due cuscinetti, posti uno dal lato aspirazione del compressore, l'altro lato scarico della turbina. Il cuscinetto lato compressore funziona anche da reggispinna.

Il rotore della turbina, le casse, i condotti, le palettature mobili e fisse sono progettati per sopportare tutte le vibrazioni, le sollecitazioni meccaniche, termiche ed aerodinamiche che possano manifestarsi nelle condizioni operative.

Il turbogas è dotato di isolamento termico e di isolamento acustico.

La camera di combustione di tipo anulare è collegata all'involucro esterno lato scarico della turbina a gas. Ciò garantisce un'elevata uniformità nel campo di temperature su tutta la sezione del diffusore di uscita.

Il sistema di combustione consiste di un certo numero di bruciatori che consentono una combustione con fiamma anulare continua che elimina completamente la formazione di zone calde e fredde.

La camera di combustione sarà dotata di bruciatori tipo DLN (Dry Low NO_x), che limitano drasticamente la formazione di NO_x termici, senza l'iniezione di acqua né di vapore. Questa tecnologia garantisce bassissimi livelli di emissione sia di NO_x che di CO, con basse perdite di carico.

Il sistema di aspirazione dell'aria fornisce aria filtrata al compressore del turbogas in tutte le condizioni ambientali previste. L'aria passa attraverso un sistema di griglie e ad un sistema di filtrazione. Il sistema multistadio di filtrazione consiste in un pre-filtro e in un sistema di elementi ad alta efficienza, progettati secondo i requisiti delle condizioni ambientali vigenti.

E' previsto anche un silenziatore a valle del sistema di filtrazione. Tutte le condotte hanno giunti sigillati per evitare l'ingresso di aria non filtrata. E' anche previsto un sistema anti-ghiaccio per evitare la formazione di ghiaccio nel sistema di aspirazione nella stagione fredda e umida.

Aria atmosferica è usata per ventilare il vano turbogas, il vano olio di lubrificazione ed il vano gas di combustione.

I gas di combustione scaricati dal turbogas dopo la loro espansione in turbina vengono convogliati mediante un condotto isolato alla caldaia a recupero. Nella

caldaia a recupero il calore contenuto nei fumi viene trasferito al sistema acqua/vapore. A valle della caldaia a recupero i fumi raffreddati vengono immessi in atmosfera mediante un camino.

Il turbogas ha un suo sistema di olio di lubrificazione. L'olio di lubrificazione del turbogas, così come i carichi termici del generatore, sono raffreddati mediante un sistema di refrigerazione ausiliario in ciclo chiuso.

La turbina a gas, che ha una velocità di rotazione di 3,000 giri al minuto, è in grado di produrre, in condizioni ambientali ISO (15°C, 60% umidità relativa), una potenza di circa 250 MWe ai morsetti macchina (morsetti dell'alternatore).

Bruciatori Dry-Low-NOx (DLN)

Nelle moderne turbine a gas particolare attenzione è rivolta alle tecnologie che limitano la formazione di NOx. Esiste infatti una stretta interrelazione fra le condizioni stechiometriche, la temperatura della fiamma e la formazione di NO.

La formazione di NO in quantità apprezzabili si manifesta a temperature della fiamma superiori a 1,700°K. La legge di formazione dell'NO dipende esponenzialmente dalla temperatura della fiamma, e si può dire che la quantità di NO prodotta raddoppia ogni 70°K di aumento della temperatura.

Per la riduzione della produzione di NOx è necessario pertanto modificare il 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 ottenere questi effetti sono:

- iniezione di acqua o vapore in camera di combustione;
- premiscelazione del combustibile con aria, con forti eccessi d'aria, ma in una composizione ancora combustibile. Per far ciò occorre garantire che la fiamma sia resa molto omogenea in modo da non metterne in pericolo la stabilità ed abbia un tempo di residenza adeguato in modo da consentire una combustione completa con bassa formazione di CO.

Nelle moderne turbine a gas di grossa taglia, e nel caso della turbina a gas per la Centrale Lamarmora, si usa il secondo metodo, dato che il primo comporterebbe un eccessivo consumo d'acqua demineralizzata (rapporto acqua/combustibile indicativamente pari a 1:1). E' stata pertanto sviluppata la tecnologia dei bruciatori a bassa produzione di NOx a secco (Dry-Low-NOx).

Il principio di funzionamento dei bruciatori DLN consiste nell'ottenere una miscela molto omogenea del combustibile con l'aria di combustione, dosata con forte eccesso rispetto alle proporzioni stechiometriche. La miscela si forma in una camera di pre-

miscelamento (pre-mix), prima che avvenga la reazione di combustione. Ciò riduce la temperatura di combustione ed i picchi di temperatura nella fiamma, riducendo drasticamente la formazione di NO.

Un adeguato progetto della camera di combustione consente di:

- avere una miscela combustibile premiscelata il più possibile omogenea, formata nello spazio il più ridotto possibile;
- impedire l'autoaccensione della miscela;
- impedire ritorni di fiamma.

Il campo di funzionamento della turbina a gas in regime pre-mix risulta indicativamente compreso fra il 55% e il 100% del carico della turbina stessa.

Per 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). Questo sistema è quello generalmente adottato nelle moderne turbine a gas.

Con bruciatori tipo DLN ibridi illustrati, nel funzionamento a premiscelazione, è possibile ottenere emissioni di NO_x non superiori a 30 mg/Nm³ (riferiti a gas secchi con contenuto di ossigeno del 15%).

8.1.4.2 Turbina a Vapore

La turbina a vapore è del tipo assiale, a condensazione ed è meccanicamente accoppiata all'alternatore. La sezione di Bassa Pressione della turbina può essere a semplice o a doppio flusso a seconda dello standard del costruttore prescelto.

La palettatura potrà essere ad azione, a reazione o mista a seconda degli standard del costruttore prescelto.

I rotori sono del tipo monoblocco. Le ammissioni di vapore HP (Alta Pressione), IP (Media Pressione) e LP (Bassa Pressione) sono regolate da valvole combinate di stop e controllo, dotate di un sistema di attuazione di tipo elettro-idraulico.

La turbina è munita di connessione sul corpo di media pressione per l'estrazione del vapore al teleriscaldamento.

La turbina a vapore è progettata per una portata di vapore che consenta il massimo sfruttamento economicamente giustificabile del calore contenuto nei fumi di scarico dai turbogas.

La turbina a vapore, in condizioni ambientali ISO, al Massimo Carico Continuo ed in cogenerazione, è in grado di generare 86 MWe ai morsetti macchina, come mostrato nell'Allegato 3.3.1 del Progetto di Base (ASM Brescia S.p.A., 2005b).

Tutte le parti della macchina sono nel raggio d'azione del carro ponte di cui è dotato l'edificio. Lo spazio disponibile è sufficiente per consentire lo smontaggio completo della macchina, senza dover portare parti fuori dall'edificio.

8.1.4.3 Generatori Elettrici

I generatori elettrici, accoppiati direttamente alle turbine, saranno del tipo ad asse orizzontale, trifasi e raffreddati ad aria (o ad idrogeno se nello standard del costruttore); saranno costruiti in accordo alle norme IEC (International Electrotechnical Committee) e rispetteranno le prescrizioni del GRTN per quanto riguarda le "Regole Tecniche di Connessione", e comunque tutta la normativa vigente in materia.

Dal punto di vista costruttivo saranno a rotore liscio, a due poli, raffreddamento in circuito chiuso e saranno dotati dei sistemi ausiliari necessari per un corretto funzionamento della macchina, ossia:

- scambiatori di raffreddamento idrogeno/acqua (solo per soluzione raffreddata in idrogeno);
- impianto di tenute idrogeno, ottenute iniettando olio ad alta pressione in corrispondenza degli anelli di tenuta rotorici (solo per soluzione raffreddata in idrogeno);
- impianto di CO₂ per permettere il "lavaggio" della macchina (operazione di transizione fra riempimento in aria e idrogeno e viceversa) (solo per soluzione raffreddata in idrogeno);
- impianto di lubrificazione cuscinetti (alimentato dal corrispondente impianto della turbina).

I generatori, della potenza di targa da circa 330 MVA quello accoppiato al turbogas e da circa 175 MVA quello accoppiato alla turbina a vapore, sono dimensionati in accordo alle prescrizioni contenute nel documento "Regole Tecniche di Connessione" emesso dal GRTN, e cioè per generare qualsiasi potenza attiva compresa tra la potenza efficiente massima generata dalle turbine (più un margine del 3%) e il minimo tecnico dichiarato, con un fattore di potenza nominale (in sovraeccitazione) di 0.85-0.9; il fattore di potenza minimo in sottoeccitazione ai terminali dei generatori sarà 0.95.

I limiti massimi di tensione e frequenza (non contemporanei) entro cui è garantito il funzionamento continuo della macchina sono:

- $\pm 5\%$ della tensione nominale;
- $\pm 2\%$ della frequenza nominale.

Inoltre i generatori potranno mantenere, per almeno 15 minuti consecutivi e per almeno dieci volte l'anno, il funzionamento entro i seguenti limiti:

- $+ 3\%$ e $- 5\%$ della frequenza nominale (corrispondenti rispettivamente a 51.5 e 47.5 Hz).

I generatori ed i relativi sistemi ausiliari saranno progettati e costruiti per restare in parallelo alla rete anche in condizioni eccezionali. In tali condizioni dovranno garantire, secondo e nei limiti di quanto stabilito negli accordi con il Gestore Nazionale della Rete di Trasmissione (GRTN):

- l'erogazione della potenza attiva programmata;
- la partecipazione alla regolazione di frequenza;
- la partecipazione alla regolazione di tensione.

La tensione nominale dei generatori potrà essere selezionata dal Fornitore in accordo ai propri standards all'interno dell'intervallo 15-20 kV purché sia adottata la stessa tensione per entrambe le macchine.

Il regolatore di tensione dei generatori dovrà essere di tipo elettronico con controllo automatico ridonato e con le caratteristiche di funzionamento richieste dal GRTN.

Apparecchiature Ausiliarie dei Generatori

Il collegamento di ciascun generatore con il trasformatore elevatore, con il trasformatore dei servizi ausiliari di gruppo (per il solo gruppo TG) e con l'interruttore di macchina (per il solo gruppo TG), sarà effettuato attraverso un condotto sbarre a sbarre totalmente isolate progettato per la corrente corrispondente al carico nominale dell'alternatore alla minima tensione di funzionamento permanente e dimensionato in modo tale da resistere alle sollecitazioni meccaniche e termiche derivanti dalle correnti di corto circuito per qualunque tipo di corto circuito.

Tutte le apparecchiature ausiliarie collegate al condotto sbarre, quali trasformatori di tensione, condensatori contro le sovratensioni, scaricatori, sezionatori di messa a terra, ecc. saranno alloggiati in pannellature metalliche monofasi, tali da impedire fisicamente qualsiasi possibilità di corti circuiti bi- o tri-fasi.

Il generatore del turbogas sarà collegato al proprio trasformatore elevatore attraverso un interruttore di macchina, preferibilmente del tipo in SF₆. L'interruttore di macchina sarà in accordo alla norma IEEE 37.013 e comprenderà i necessari sezionatori, lame di terra, trasformatori di corrente e di tensione, scaricatori, consentendo anche la connessione dell'avviatore statico del gruppo TG.

La potenza elettrica generata sarà trasferita alla rete AT a 380 kV per mezzo di un trasformatore elevatore per ogni alternatore.

I trasformatori, da circa 340 MVA e 175 MVA rispettivamente, saranno trifasi, immersi in olio, raffreddati ad aria tramite aerotermini dimensionati in modo tale che con un aerotermino escluso il trasformatore possa ancora fornire la piena potenza generata dalla propria unità.

Il parallelo del generatore del turbogas con la rete sarà effettuato normalmente per mezzo dell'interruttore di macchina posto sul lato di media tensione del trasformatore elevatore. Sarà tuttavia anche possibile effettuare il parallelo usando l'interruttore a 380 kV, operazione normale per il generatore della turbina a vapore. Ogni unità generatrice sarà equipaggiata di apparecchiature elettroniche automatiche per realizzare il parallelo.

Apparecchiature di Avviamento

L'avviamento della turbina a gas è effettuato alimentando il generatore e l'eccitazione con un'apparecchiatura di alimentazione a frequenza variabile (Avviatore statico).

L'alimentazione dell'avviatore sarà fornita dal quadro servizi ausiliari di gruppo a 15 kV.

Sistema di Misura

Per permettere la corretta gestione dell'impianto ed il coordinamento con l'attività del Gestore della Rete (GRTN), saranno effettuate e rese disponibili per la trasmissione a distanza le misure delle seguenti grandezze:

- tensione, potenza attiva e potenza reattiva ai morsetti di ciascun generatore;
- tensione di sbarra 380 kV;
- potenza attiva e potenza reattiva nel punto di consegna dell'energia alla rete;
- energia attiva ed energia reattiva di ciascun gruppo di generazione;
- energia attiva ed energia reattiva nel punto di consegna dell'energia alla rete;

- energia attiva ed energia reattiva consumata dagli ausiliari, inclusa l'energia assorbita dal trasformatore che preleva energia dalla rete locale a 15 kV e quella generata dai gruppi diesel-generatori di emergenza.

Le misure di energia dovranno rispondere ai requisiti richiesti dalla normativa specifica emessa dal GRTN e dovranno essere adeguate per misure fiscali UTF.

8.1.5 Sottostazione 380 kV

L'energia generata da ciascuno dei due gruppi (TG e TV) sarà convogliata alla Sottostazione 380kV, su sbarra di smistamento in esecuzione GIS (**sottostazione blindata isolata in gas SF6**).

Tale Sottostazione 380 kV sarà installata in un opportuno edificio in prossimità del generatore del gruppo TV, e sarà costituita da tre stalli:

- due stalli per la connessione dei due trasformatori elevatori (del TG e della TV);
- uno stallo per la connessione del cavo per il collegamento verso il punto di consegna del GRTN nella Stazione di Flero.

8.1.6 Caldaia a Recupero (GVR)

La caldaia a recupero (GVR - Generatore di Vapore a Recupero) del tipo a circolazione naturale a tre livelli di pressione con risurriscaldamento produce vapore ad Alta Pressione (HP), Media Pressione (IP) e Bassa Pressione (LP)

I sistemi HP, IP and LP sono progettati per:

- ricevere l'acqua di alimento alle condizioni specificate;
- fornire vapore surriscaldato alle condizioni indicate nei bilanci termici.

Le parti in pressione di HP, IP e LP comprendono:

- l'economizzatore;
- l'evaporatore;
- il surriscaldatore;
- il risurriscaldatore.

Tutte le parti sono equipaggiate dei necessari supporti, fasciamenti, isolamenti, valvole, apparecchiature di sicurezza ed ausiliari.

La caldaia è stata posizionata in un edificio che racchiude anche le pompe alimento al fine di contenere la rumorosità ambientale.

8.1.6.1 Circuito Acqua/Vapore

La caldaia è a tre livelli di pressione con risurriscaldamento e opera in tre sezioni: LP, IP, HP.

Sezione Vapore di Bassa Pressione (LP)

L'acqua di alimento per la sezione LP è fornita direttamente dalle pompe di estrazione del condensato di pozzi caldi dei due condensatori e dalla pompa di ripresa del condensato dai condensatori del teleriscaldamento. L'acqua, opportunamente addizionata di appropriati reagenti chimici, prima di giungere al corpo cilindrico LP, viene riscaldata nell'Economizzatore LP e degasata in una torretta degasante posta sopra il corpo cilindrico stesso.

Dal corpo cilindrico LP l'acqua fluisce nella corrispondente sezione evaporante. Si genera una miscela acqua/vapore che torna al corpo cilindrico, ove il vapore è separato dall'acqua. Una parte di questo vapore viene utilizzata per la deaerazione dell'acqua di alimento nella torretta degasante. Il resto passa nel surriscaldatore LP e viene poi iniettata nella sezione di Bassa Pressione della turbina a vapore.

Sezione Vapore di Media Pressione (IP)

L'acqua di alimento per la sezione IP viene prelevata da uno spillamento della pompa di alimento di alta pressione, che riceve l'acqua dal corpo cilindrico LP e la invia attraverso l'economizzatore IP al corrispondente corpo cilindrico, previa iniezione di reagenti chimici. Una parte dell'acqua di alimento potrebbe essere usata per preriscaldare il gas combustibile.

L'economizzatore consiste in banchi formati da fasci paralleli di tubi alettati. Dal corpo cilindrico IP l'acqua fluisce attraverso il distributore nella sezione evaporante, anch'essa formata da fasci di tubi alettati.

Dal collettore di uscita dell'evaporatore IP, la miscela acqua/vapore è inviata mediante tubi di collegamento al corpo cilindrico IP, ove il vapore viene separato ed inviato al collettore di entrata del surriscaldatore IP, anch'esso costituito da fasci di tubi alettati, quindi passa al collettore di uscita e poi viene mescolato con vapore risurriscaldato freddo scaricato dalla turbina di alta pressione. Questa miscela passa attraverso la prima sezione di risurriscaldamento, sempre formata da tubi alettati. Per il controllo della temperatura del vapore risurriscaldato, un attemperatore è collocato

a valle di questa sezione, prima che il vapore entri nella sezione finale di risurriscaldamento.

Dal collettore di uscita della sezione finale di risurriscaldamento il vapore viene inviato attraverso la tubazione vapore IP alla sezione di Media Pressione della turbina a vapore.

Sezione Vapore Alta Pressione (HP)

L'acqua di alimento per la sezione HP è fornita dalla pompa alimento HP, che aspira dal corpo cilindrico LP e manda all'economizzatore. L'economizzatore è costituito da banchi paralleli di tubi alettati. Dal collettore di uscita dell'economizzatore l'acqua riscaldata è inviata al corpo cilindrico HP, previa iniezione di reagenti chimici.

Dal corpo cilindrico HP, l'acqua fluisce alla sezione evaporante (tubi alettati). La miscela acqua/vapore ritorna al corpo cilindrico HP ove il vapore viene separato ed inviato al primo stadio del surriscaldatore HP.

A valle del collettore di uscita il vapore passa attraverso un attemperatore, necessario per il controllo della temperatura finale del vapore surriscaldato HP. A valle dell'attemperatore il vapore entra nel secondo stadio del surriscaldatore HP, anch'esso costituito da tubi alettati. All'uscita, il collettore è direttamente collegato alla tubazione di vapore surriscaldato, che porta il vapore stesso alla turbina.

Circuito Fumi

La caldaia a recupero è collegata lato fumi allo scarico del turbogas mediante un condotto, che comprende un giunto di espansione ed un pezzo di transizione.

Nel corpo caldaia le superfici di scambio sono sistemate verticalmente (od orizzontalmente se previsto dal costruttore) in sezioni rettangolari della struttura metallica della caldaia.

Camino

I fumi vengono rilasciati ad un'altezza di 120 m al di sopra della quota di campagna dell'impianto.

Il nuovo camino avrà condotti multipli per l'evacuazione in atmosfera dei fumi della nuova unità a ciclo combinato e delle esistenti caldaie della Centrale Lamarmora (in sostituzione dei 2 camini esistenti che saranno demoliti).

Al suo interno sarà pertanto composto da tre canne (oltre all'ascensore):

- una canna da 6.5 m di diametro interno per i fumi del solo turbogas;

- una canna da 2.9 m di diametro interno per i fumi del solo Gruppo 3;
- una canna da 3.2 m di diametro interno per le caldaie 1 e 2.

8.1.6.2 Sintesi dei Dati di Progetto della Caldaia a Recupero

Nella tabella seguente sono riassunti i principali parametri di progetto della caldaia a recupero.

Dati di Progetto della Caldaia a Recupero		
Parametro	U.d.M.	
Pressione di progetto Vapore HP	bar	140
Pressione di progetto Vapore IP	bar	30
Pressione di progetto Vapore LP	bar	3
Temperatura di progetto Vapore HP	°C	550
Temperatura di progetto Vapore IP	°C	550
Temperatura di progetto Vapore LP	°C	315
Pressione di bollo corpo cilindrico HP	bar	150
Pressione di bollo corpo cilindrico IP	bar	33
Pressione di bollo corpo cilindrico LP	bar	4
Temperatura Massima Fumi Ingresso	°C	625
Temperatura Massima Fumi Uscita	°C	130
Portata Massima Fumi	Kg/s	700

8.1.6.3 Caldaia Ausiliaria

L'impianto è dotato di una caldaia ausiliaria, funzionante a gas naturale, progettata per fornire il vapore necessario all'avviamento dell'unità senza dover attendere la generazione di vapore da parte della caldaia a recupero, al fine di ridurre i tempi di avviamento dell'impianto. Essa svolge i seguenti servizi:

- preriscaldamento di macchinario e tubazioni;
- preriscaldamento del gas in alimentazione al TG;
- alimentazione dell'eiettore di avviamento;
- alimentazione delle tenute turbina a vapore.

La caldaia ha una capacità di produzione di circa 15-20t/h di vapore surriscaldato a 12 bar.

E' una caldaia a tubi da fumo (od eventualmente d'acqua Package) completa di pompe alimento, e canna fumaria per l'evacuazione dei fumi di combustione (canna integrata nella struttura del GVR).

La caldaia ausiliaria è prevista funzionare solo in condizioni di avviamento.

I dati tecnici della caldaia ausiliaria sono riportati nella tabella seguente.

Dati di Progetto della Caldaia Ausiliaria		
Parametro	U.d.M.	
Produzione Vapore	Kg/s	5.55
Pressione	bar	10
Temperatura	°C	230
Consumo Gas	Kg/s	0.34
Rendimento	%	94
Portata Fumi	Kg/s	6.24
NOx (rif.3% O ₂)	mg/Nm ³	200
CO (rif.3% O ₂)	mg/Nm ^{3kg/h}	100
Emissione NOx	Kg/h	3.24
Temperatura Fumi al Camino	°C	135
Velocità Fumi al Camino	m/s	25
Diametro Camino	m	0.62

8.1.7 Sistemi Vapore, Condensato ed Acqua Alimento

8.1.7.1 Sistema Vapore

Il sistema vapore consiste fundamentalmente in una rete di tubazioni, complete di tutti i necessari accessori. Le principali linee sono:

- tubazioni vapore vivo dalla caldaia;
- collettore vapore HP;
- tubazioni vapore HP alla turbina e tubazione di scarico vapore RH freddo dalla turbina al collettore RH della caldaia;
- stazione riduzione e desurriscaldamento HP/RH, fra collettore HP e collettore RH freddo (by-pass turbina AP);
- tubazioni vapore RH caldo alla turbina;
- stazione di riduzione e desurriscaldamento RH (bypass turbina IP);

- tubazione adduzione vapore LP al “cross over” e tubazione “cross over” con relativa valvola di regolazione della pressione di ammissione alla turbina LP;
- stazione di riduzione e desurriscaldamento vapore LP (bypass turbina LP);
- tubazioni di adduzione vapore ai condensatori del Teleriscaldamento;
- apparecchiature di sicurezza;
- strumentazione.

Il sistema assicura la distribuzione del vapore prodotto dalla caldaia per l'avviamento ed il normale funzionamento di:

- turbina AP;
- turbina IP⁶;
- turbina LP;
- sistema del vuoto del condensatore;
- riscaldatore gas combustibile;
- torretta degasante del corpo cilindrico LP;
- riscaldatori di teleriscaldamento.

In condizioni normali il vapore prodotto dalla caldaia a recupero alimenta l'intero sistema vapore.

La caldaia è dotata di un sistema di by-pass (al 100%) della turbina a vapore, consentendo in tal modo l'avviamento del turbogas e della caldaia in modo indipendente dalla turbina a vapore.

Il desurriscaldamento del vapore è realizzato mediante iniezione di acqua in appositi attemperatori. L'acqua è generalmente prelevata dal collettore di mandata delle pompe alimento. Per le stazioni di riduzione IP/LP l'acqua è prelevata dalla linea del condensato.

Sono installati tutti gli strumenti locali (manometri, termometri, livelli) necessari per la preparazione all'avviamento o operazioni locali.

⁶ In coda alla turbina MP si trova un'ulteriore sezione di espansione il cui scarico costituisce il vapore a bassa pressione per il riscaldamento dell'acqua del teleriscaldamento.

La regolazione della pressione e della temperatura del vapore avviene automaticamente con controllo a distanza e supervisione dalla Sala Controllo, via DCS. Tutti i set-points della pressione e della temperatura sono tarabili a distanza.

Tutta la supervisione e il controllo del processo avviene da sala controllo, e tutte le regolazioni sono automatiche.

8.1.7.2 Sistema Vapore Ausiliario

L'impianto è dotato di un sistema di vapore ausiliario a bassa pressione, dotato di collettori e stazioni di regolazione, per fornire vapore ad utenze ausiliarie (es: manicotti di tenuta turbina a vapore).

Il collettore di vapore ausiliario può essere alimentato sia dalla caldaia ausiliaria, sia dalle linee di vapore principale.

8.1.7.3 Sistema Condensato ed Acqua Alimento

Il sistema condensato ed acqua alimento recupera, preriscalda, degasa e reintroduce nel ciclo acqua/vapore il vapore condensato a valle dello scarico della turbina.

Il sistema consiste dei seguenti componenti:

- condensatore ad aria (sempre in funzione);
- pompe estrazione condensato (2 x 100%) dal pozzo caldo del condensatore ad aria;
- condensatore ad acqua (in funzione nel periodo estivo, in parallelo al condensatore ad aria);
- pompe estrazione condensato (2 x 100%) dal pozzo caldo del condensatore ad acqua;
- pompe alimento IP/HP (2 x 100%);
- due collettori di mandata pompe alimento;
- strumentazione;
- iniezione chimica;
- preriscaldatori del condensato;

- pompe di ripresa del condensato dal sistema del teleriscaldamento (2x100%).

Il sistema assicura il riscaldamento e la degasazione del condensato e dell'acqua di reintegro e l'alimentazione di acqua alla caldaia a recupero.

Il vapore condensato è raccolto nei due pozzi caldi, del condensatore ad aria e del condensatore ad acqua. L'acqua di reintegro proveniente dall'impianto di demineralizzazione esistente viene aggiunta direttamente nei pozzi caldi dei condensatori per coprire le perdite ed il blow-down. Il reintegro avviene controllando il livello nel corpo cilindrico di bassa pressione, i livelli nei pozzi caldi e le caratteristiche chimico-fisiche dell'acqua del processo.

Il condensato viene pompato attraverso il preriscaldatore del condensato e l'economizzatore LP sino al corpo cilindrico LP attraversando la torretta degasante posta sulla sommità del corpo cilindrico LP.

Allorché il sistema del teleriscaldamento è attivo, al condensato proveniente dai condensatori viene aggiunto il condensato proveniente dai condensatori del teleriscaldamento tramite la pompa di ripresa. La regolazione della portata avviene tramite controllo del livello nel barilotto di raccolta delle condense dei condensatori/riscaldatori teleriscaldamento.

Per il progetto del degasatore si è assunto che le perdite d'acqua vengano rimpiazzate da un'identica quantità di acqua demineralizzata satura di O₂ e di CO₂ prelevata dal serbatoio di riserva acqua demineralizzata. Il degasatore è riscaldato mediante vapore LP.

Dal corpo cilindrico l'acqua viene prelevata dalle pompe alimento IP/HP per l'invio ai rispettivi banchi economizzatori, evaporatori e surriscaldatori.

L'acqua necessaria per la regolazione del vapore mediante desurriscaldamento viene prelevata dal collettore di mandate delle pompe alimento.

Il sistema di iniezione chimica introduce reagenti chimici nel ciclo del condensato e dell'alimento al fine di evitare corrosioni e la formazione di depositi nella caldaia.

Sono installati tutti gli strumenti locali (manometri, termometri, livelli) necessari per la preparazione all'avviamento o per operazioni locali. Tutta la supervisione e il controllo del processo avviene da sala controllo, e tutte le regolazioni sono automatiche.

8.1.8 Sistema Gas Combustibile

All'interno della Centrale Lamarmora è presente anche una Stazione Metano di Media Pressione (MP), per alimentare le utenze della città e i turboalternatori esistenti. Tale stazione riceve metano dal metanodotto di Snam Rete Gas, ad una pressione normalmente non superiore ai 15 barg, ed è composta da linee di filtrazione, riscaldamento, misura, regolazione, odorizzazione, compressione e stoccaggio.

L'area dove sorge la Stazione Metano MP coincide parzialmente con l'area dove sarà posizionato il nuovo turbogas. E' già in corso, da parte di ASM Brescia, il progetto di spostamento della Stazione Metano MP, da ricollocarsi nell'area a Sud di Via Ziziola (di proprietà ASM Brescia, fino ad oggi utilizzata come area deposito) come mostrato in Figura 2.1. Lo spostamento interessa il sistema di filtrazione, riscaldamento, misura, regolazione e odorizzazione, ma non saranno più riproposti nè lo stoccaggio nè la compressione.

Per l'alimentazione del nuovo turbogas, l'attuale Stazione Metano MP è considerata non adeguata, sia in termini di portata, sia in termini di pressione.

Pertanto sarà necessario realizzare una nuova Stazione Metano di Alta Pressione (AP), da posizionarsi a Sud di Via Ziziola, vicino alla nuova posizione della Stazione Metano MP, come mostrato in Figura 2.1.

La Stazione Metano AP sarà alimentata da un nuovo metanodotto di Snam Rete Gas, illustrato nell'Allegato 2.4.1 del Progetto di Base (ASM Brescia S.p.A., 2005b), ad una pressione presumibilmente non inferiore ai 40 barg, e sarà in grado di alimentare il nuovo turbogas con una portata massima di 80,000 Sm³/h.

Uno schema di massima della Stazione Metano AP è mostrato nell'Allegato 3.8.1 del Progetto di Base (ASM Brescia S.p.A., 2005b).

La stazione Metano AP ha la funzione di filtrare il gas, misurarne la quantità e la qualità e ridurne la pressione dalla pressione vigente nella rete di distribuzione a quella richiesta dalla turbina a gas.

Il collettore d'ingresso è progettato per la portata del turbogas, funzionante alla potenza di picco.

Il serbatoio di raccolta della condensa del gas è dimensionato per quattro settimane di funzionamento.

Tutti i componenti sono progettati in accordo alla norma IEC 79 per aree pericolose e a tutta la normativa vigente in materia, e comunque la stazione rispetterà i requisiti della direttiva ATEX.

I componenti principali del sistema sono i seguenti:

- linea di collegamento alla rete;
- una valvola di isolamento di emergenza (ESD - Emergency Shut Down), al 100% di capacità dell'impianto, con le relative valvole di depressurizzazione;
- separatore di umidità;
- due filtri al 100%;
- due linee ridondanti di misura della portata gas;
- due preriscaldatori gas al 100% della capacità di un turbogas, completi di linea di by-pass;
- due linee di riduzione della pressione, ciascuna dimensionata per il 100% della turbina a gas;
- una linea di alimentazione per la caldaia ausiliaria (misura, regolazione, riscaldatore elettrico);,
- gascromatografo per la misura dei parametri chimico-fisici del gas (pci, densità, ecc.);
- strumentazione e controllo;
- un serbatoio condensato;
- una pompa ripresa condensato;
- filtri finali.

Durante il funzionamento normale una linea di riduzione è in funzione, mentre la seconda è tenuta di riserva. In caso di malfunzionamento di una linea di riduzione, l'altra è messa automaticamente in funzione.

Ogni linea di riduzione include una valvola di regolazione, una pre-valvola di riserva ed una valvola di isolamento rapido.

L'impianto è dotato di un sistema di riscaldamento del gas che assicura la corretta temperatura del gas.

Il sistema gas funziona normalmente senza presenza di operatori e la sorveglianza sul sistema è svolta in Sala Controllo. In Sala Controllo è disposto il sistema di allarmi e l'indicazione di stato di tutte le valvole di isolamento.

Per ragioni di sicurezza sono installate valvole di sicurezza e valvole di isolamento di emergenza (ESD - Emergency Shut Down). Pulsanti di emergenza sono disponibili sia localmente sia in Sala Controllo.

Nella tabella seguente sono sintetizzati i consumi di gas riferiti alla percentuale di carico dell'intero impianto (riferiti alle condizioni ambientali ISO).

Consumi di Gas			
Carico dell'Impianto	%	50%	100%
Portata Gas	Kg/h	27,000	51,500

8.1.9 Sistema di Condensazione

Il vapore scaricato dalla turbina di bassa pressione viene inviato in un sistema di condensazione misto, costituito da due distinti condensatori:

- un condensatore raffreddato ad aria, dimensionato ed ottimizzato per il funzionamento nella stagione invernale, quando buona parte del vapore che entra nella turbina a vapore viene estratto per alimentare il sistema di teleriscaldamento;
- un condensatore raffreddato ad acqua, dimensionato ed ottimizzato per il funzionamento nelle stagioni in cui il sistema di teleriscaldamento non è in funzione, in modo tale di garantire la generazione elettrica col miglior rendimento termodinamico possibile. Questo condensatore riceve vapore da una derivazione posta sul condotto di collegamento fra la turbina BP ed il condensatore raffreddato ad aria. Detta derivazione è munita di valvola di isolamento;
- un sistema di smaltimento del calore mediante torri di raffreddamento a umido per lo smaltimento del calore di scarico dal condensatore raffreddato ad acqua.

E' comunque possibile esercire l'impianto, in situazioni eccezionali di emergenza, d'estate, anche senza scaricare vapore nè al sistema teleriscaldamento, nè al condensatore ad acqua, condensando tutto il vapore esausto nel condensatore ad aria.

8.1.9.1 Condensatore Raffreddato ad Aria (ACC)

Il condensatore raffreddato ad aria è progettato per condensare tutto il vapore scaricato dalla turbina a vapore durante la stagione invernale. Il condensatore è

altresì ottimizzato per il funzionamento in congiunzione con l'impianto di teleriscaldamento.

L'apparecchio è costituito da schiere di scambiatori di calore formati da tubi con alettatura esterna, disposti a forma di tetto, avente il tubo distribuzione del vapore sul vertice superiore. Una batteria di ventilatori assiali è sistemata su di un piano presso i fasci tuberi degli scambiatori. I ventilatori forzano la circolazione dell'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. Il condensato fluisce per gravità alle pompe di estrazione del condensato che lo inviano al corpo cilindrico LP dopo aver attraversato l'economizzatore LP ed il degasatore. Le pompe di estrazione sono regolate dal livello del pozzo caldo. I gas in condensabili 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 un eiettore di avviamento dotato di silenziatore.

L'aria di raffreddamento è mossa da ventilatori disposti in celle che aspirano l'aria dal basso e la inviano in direzione verticale verso i banchi di tubi alettati.

I motori elettrici dei ventilatori sono dotati di azionamenti a frequenza variabile

I dati di funzionamento del condensatore ad aria sono mostrati nella tabella seguente.

Dati di Funzionamento Condensatore ad Aria (Assetto Estivo)		
	U.d.M.	Valore
Portata Aria	Kg/s	11,350
Temperatura Aria Ingresso	°C	20
Temperatura Aria Uscita	°C	30
Vuoto	bar	0.071
Carico Termico Condensatore (ACC)	MWt	114.514

8.1.9.2 Condensatore Raffreddato ad Acqua(WCC)

Il condensatore ad acqua è progettato per condensare parte del vapore scaricato dalla turbina a vapore, funzionando in parallelo con il condensatore ad aria, nella stagione calda, quando il carico termico del sistema di teleriscaldamento è limitato.

Il condensatore è del tipo a fascio tubiero, a due passi, con l'acqua di raffreddamento che passa all'interno dei tubi.

Il materiale dei tubi è acciaio inossidabile, le piastre tubiere sono di acciaio al carbonio rivestito di acciaio inossidabile, l'involucro e le casse acqua sono di acciaio al carbonio rivestito internamente con resine epossidiche. I tubi sono mandrinati e saldati alle piastre tubiere.

Il condensatore è appoggiato alla fondazione mediante piedi, progettati in modo da consentire la dilatazione termica dell'involucro.

L'involucro è collegato alla tubazione di scarico della turbina di bassa pressione mediante un giunto flessibile ed una valvola a farfalla d'isolamento.

La superficie di scambio è costituita da due fasci tuberi identici, ciascuno alimentato da proprie casse acqua. Ogni sezione del condensatore può funzionare indipendentemente dall'altra.

Il condensato viene raccolto in un pozzo caldo da dove fluisce per gravità alle pompe di estrazione del condensato che lo inviano al corpo cilindrico LP dopo aver attraversato l'economizzatore LP ed il degasatore.

Le pompe di estrazione sono regolate dal livello nel pozzo caldo. I gas incondensabili vengono estratti dal raffreddatore degli incondensabili da un sistema del vuoto, comprendente un eiettore principale per il funzionamento continuo e da un eiettore di avviamento dotato di silenziatore.

I dati di funzionamento del condensatore sono mostrati nella seguente tabella.

Dati di Funzionamento Condensatore ad Acqua (Assetto Estivo)		
	U.d.M.	Valore
Portata Acqua	kg/s	3,200
Temperatura Acqua Ingresso	°C	29
Temperatura Acqua Uscita	°C	37.5
Vuoto	bar	0.071
Carico Termico	MWt	113.9

8.1.9.3 Torri di Raffreddamento

La Centrale è dotata, per lo smaltimento del calore di scarico dal condensatore raffreddato ad acqua della turbina a vapore, di un sistema di torri di raffreddamento a circolazione forzata, del tipo a umido.

La torre è progettata per raffreddare tutta l'acqua di circolazione proveniente dal condensatore e dal sistema di raffreddamento degli ausiliari. Essa è costituita da 3 celle. Ogni cella è costituita da una struttura che comprende il riempimento, il sistema di distribuzione dell'acqua e l'eliminatore di gocce.

Ogni cella è munita di un ventilatore per l'aria montato sul tetto. Il ventilatore è comandato da motore elettrico attraverso un riduttore ad ingranaggi.

I dati di funzionamento della torre di raffreddamento sono riassunti nella seguente tabella.

Dati di Funzionamento Torre di Raffreddamento		
	U.d.M.	Valore
Portata Totale Acqua	kg/s	3,200
Temperatura Acqua Ingresso	°C	37.9
Temperatura Acqua Uscita	°C	29
Temperatura Aria Ingresso	°C	20
Umidità Relativa	%	60
Perdite per Evaporazione	kg/s	42
Perdite per Trascinamento	kg/s	0.13
Perdite Totale Ventilatori	kW	400

8.1.9.4 Sistema Acqua di Circolazione

Il sistema di acqua di circolazione per il raffreddamento del condensatore è costituito da un circuito chiuso nel quale l'acqua viene aspirata da apposite pompe dalla vasca sottostante la torre di raffreddamento ed inviata al condensatore, dal quale asporta il calore di condensazione. L'acqua così riscaldata raggiunge poi la parte superiore della torre di raffreddamento ove mediante appositi distributori viene distribuita nelle varie celle e raffreddata. L'acqua per gravità cade e si raccoglie nella vasca sottostante ove viene ripresa dalle pompe di circolazione.

L'acqua di circolazione sarà opportunamente additivata per impedire la formazione di incrostazioni, biofilm e forme algali.

Le pompe di circolazione, di tipo verticale, aspirano l'acqua da una vasca direttamente collegata alla vasca della torre di raffreddamento e la inviano al collettore.

A monte di ogni pompa sono sistemati dei filtri a barre (2 x 100% di capacità) isolabili singolarmente. Il collegamento fra il collettore e le pompe, tra il collettore e le casse acqua del condensatore e tra il collettore e la torre di raffreddamento avverrà mediante tubazioni realizzate in lamiera d'acciaio saldata, protetta internamente con vernice epossidica.

Saranno installate due pompe, ciascuna avente una capacità pari al 50% della portata totale. In caso di guasto di una delle due pompe l'impianto potrà comunque essere esercito anche con turbogas al massimo carico, seppur con un vuoto peggiore al condensatore, e quindi una potenza inferiore erogabile dalla turbina a vapore. In

alternativa potranno essere installate due pompe avente ciascuna una capacità pari al 100%.

8.1.9.5 Sistema di Reintegro

L'acqua di reintegro necessaria a ripristinare l'acqua che evapora nella nuova torre di raffreddamento, viene prelevata dai pozzi limitrofi.

8.1.10 **Impianto di Teleriscaldamento**

8.1.10.1 Generalità

La nuova unità di cogenerazione fornirà calore al sistema di teleriscaldamento della città di Brescia.

Come già accennato al Paragrafo 6.1 questo sistema, in esercizio dal 1972, attualmente fornisce calore alla città per una volumetria totale riscaldata di 35.2 Mm³ (dato fine 2004, si veda anche quanto riportato al Paragrafo 6.1.2.3).

La rete esistente è attualmente alimentata da gruppi cogenerativi a gas naturale, OCD e carbone, da un impianto Termoutilizzatore di rifiuti e biomasse, e da caldaie semplici di integrazione, per una potenzialità totale installata di 695 MWt. Alcuni di questi gruppi saranno passati a riserva e soggetti a *derating*, per il rispetto dei nuovi limiti di legge.

Con l'installazione della nuova unità verrà resa disponibile una nuova potenzialità pari a circa 250 MWt per il teleriscaldamento.

8.1.10.2 Sistema ad Acqua Surriscaldata

Il fluido termovettore è costituito da acqua in pressione che viene riscaldata da 60-90°C a 75-135°C a seconda degli assetti. Il collegamento alla rete avviene mediante due tubi, uno di arrivo dell'acqua da riscaldare ed uno di ritorno per l'acqua riscaldata. La quantità massima di acqua in circolazione sarà di 8,000 m³/h.

8.1.10.3 Sistema Vapore di Riscaldamento

Il calore per la rete sarà ottenuto mediante condensazione di vapore a due differenti livelli di pressione allo scopo di massimizzare al contempo la produzione di energia elettrica; i due condensatori di alta pressione e di bassa pressione saranno preceduti,

lato acqua del teleriscaldamento, da un sottoraffreddatore delle condense per migliorare il recupero termico.

Il condensatore a più alta pressione sarà alimentato dallo scarico della turbina IP, ed una opportuna valvola di controllo della pressione permetterà di incrementare il prelievo termico verso il teleriscaldamento (a scapito della produzione di energia elettrica) aumentando la pressione dello scarico della turbina IP.

Il condensatore a bassa pressione sarà alimentato dallo scarico della ulteriore sezione di espansione in coda alla turbina IP. Il vapore sarà inviato agli scambiatori di calore a fascio tubero (ognuno dimensionato per il 100% della sua capacità), ove condenserà all'esterno dei tubi.

L'acqua da riscaldare passerà all'interno dei tubi. Le condense, raccolte in un serbatoio drenaggi posizionato sotto il condensatore di bassa pressione, verranno sottoraffreddate in un terzo scambiatore del teleriscaldamento e di qui, tramite pompe di ripresa del condensato, unite al condensato proveniente dai condensatori a secco ed ad acqua per l'invio al ciclo termico.

8.1.11 Sistema di Raffreddamento Ausiliario

Il raffreddamento degli ausiliari della turbina a gas e della turbina a vapore, e dei rispettivi sistemi di lubrificazione e dei rispettivi generatori elettrici, così come di altri ausiliari del nuovo impianto che necessitino di acqua di raffreddamento, avviene mediante acqua di raffreddamento in circuito chiuso. Tale acqua di raffreddamento in circuito chiuso è a sua volta raffreddata nel seguente modo:

- stagione invernale: si utilizzano esistenti scambiatori di calore raffreddati con l'acqua degli esistenti aerotermini (già usati per il raffreddamento degli attuali macchinari, ma comunque considerati di dimensioni adeguate anche per il raffreddamento dei nuovi macchinari);
- stagione estiva: si utilizzano nuovi scambiatori di calore raffreddati con l'acqua della nuova torre evaporativa (la stessa torre utilizzata per il condensatore ad acqua della turbina a vapore).

Il raffreddamento dei macchinari degli impianti esistenti avviene mediante l'esistente sistema di acqua di raffreddamento in circuito chiuso, raffreddata nel seguente modo:

- stagione invernale: si utilizzano esistenti scambiatori di calore raffreddati con l'acqua degli esistenti aerotermini;
- stagione estiva: si potranno utilizzare saltuariamente gli esistenti scambiatori di calore raffreddati con l'acqua dell'esistente torre di raffreddamento evaporativa.

Il sistema di raffreddamento degli ausiliari in ciclo chiuso, per macchinari nuovi ed esistenti, è sommariamente composto dai seguenti componenti:

- scambiatori di calore a superficie (a piastre o a fascio tubiero);
- scambiatori ad aria;
- pompe di circolazione;
- piccola torre evaporativa;
- tubazioni necessarie;
- strumentazione.

Per compensare le perdite nel sistema di raffreddamento, si aggiunge acqua di reintegro nel serbatoio di espansione, mediante una pompa al 100%. L'acqua di reintegro è acqua demineralizzata (da sistema esistente) trattata con opportuni inibitori della corrosione.

8.1.12 Sistema Aria Compressa Strumenti e Servizi

Il sistema aria compressa costituisce un servizio centralizzato. Ubicato in un locale dedicato all'interno dell'edificio turbina a vapore e compressori, consiste dei seguenti componenti:

- 2 compressori aria (2 x 100%);
- filtro di aspirazione;
- silenziatore;
- intercooler;
- aftercooler;
- isolamento acustico;
- raccogliore condensa;
- un serbatoio smorzatore per l'aria servizi;
- due serbatoi per ogni sistema (5 minuti di capacità totale);

- 2 essiccatori ad assorbimento per l'aria strumenti (2 x 100%);
- un postfiltro essiccatore;
- rete di distribuzione aria strumenti;
- rete di distribuzione aria servizi.

La capacità di ciascun compressore è stimata attorno ai 350 Nm³/h.

L'aria esterna viene compressa da un compressore e inviata, attraverso un collettore comune, al serbatoio smorzatore. Il secondo compressore è in stand-by e parte automaticamente in caso di avaria della prima unità.

Dal serbatoio smorzatore l'aria fluisce verso la rete di distribuzione dell'aria servizi e verso gli essiccatori dell'aria strumenti.

L'aria strumenti è scaricata nei serbatoi di accumulo e quindi distribuita mediante la rete alle utenze d'impianto.

In caso di insufficiente pressione nei serbatoi dell'aria strumenti, viene data priorità all'aria strumenti mediante una valvola pneumatica che chiude l'alimentazione alla rete aria servizi.

I compressori aria strumenti e servizi sono gestiti da sala controllo ed operati automaticamente. Il funzionamento automatico consiste nell'avviamento ed arresto automatici dei compressori.

I parametri principali dei sistemi aria compressa ed i loro allarmi vengono trasmessi in Sala Controllo e sono anche riportati su strumentazione locale.

8.1.13 Sistema Antincendio

L'impianto è progettato e costruito con l'obiettivo di essere sicuro per il personale e per le apparecchiature. Ciò viene ottenuto mediante la separazione e la segregazione delle apparecchiature con distanze sufficienti e mediante la selezione di adatti materiali e componenti.

Le aree pericolose verranno definite nell'ambito di uno studio di classificazione delle aree secondo la normativa vigente ed adatti materiali e componenti verranno selezionati per l'uso in dette aree.

L'impianto è dotato di un suo autonomo impianto antincendio ed è equipaggiato con veicoli adatti ad una rapida risposta e dispone di personale addestrato adeguatamente.

Il sistema antincendio di cui è dotato l'impianto segue le prescrizioni dei Vigili del Fuoco, e sarà conforme a tutta la normativa prevista dalla legge. Inoltre potranno anche essere utilizzati come riferimento i codici NFPA (National Fire Protection Association), ove applicabili.

L'impianto è dotato di un serbatoio di acqua grezza, destinato al solo servizio antincendio. Mediante particolari accorgimenti è garantita sempre la disponibilità della quantità di acqua necessaria per il sistema antincendio. Il serbatoio ha una capacità di 1,000 m³.

La portata d'acqua alla pressione richiesta per le condizioni peggiori è assicurata da una pompa principale elettrica. La pompa principale con motore diesel è tenuta in stand-by per intervenire automaticamente in caso di mancanza di energia elettrica. La pompa diesel ha la stessa capacità della pompa elettrica.

Il sistema di distribuzione dell'acqua antincendio è dotato di valvole di zona, in modo da poter isolare ogni parte del sistema in avaria, mantenendo così la funzionalità del resto.

8.1.14 Sistemi di Trattamento delle Acque

La provenienza dell'acqua utilizzata nell'unità a ciclo combinato è così suddivisa:

- utilizzo nel ciclo termico e sistemi collegati: pozzi, da cui l'acqua viene inviata ad un sistema di demineralizzazione esistente e di qui al serbatoio dell'acqua demineralizzata, pure esso esistente. In caso di indisponibilità dell'acqua di pozzo sarà possibile utilizzare per questo impiego acqua dall'acquedotto;
- reintegro dell'acqua di torre: pozzi in vicinanza;
- utilizzi sanitari: acquedotto.

In Figura 8.2 è riportato lo schema del bilancio idrico del nuovo impianto.

Le caratteristiche chimico/fisiche dell'acqua del Pozzo Lamarmora 1 (più o meno simile anche per gli altri pozzi vicini) e dell'acqua potabile dall'acquedotto sono riportate nelle Tabelle 8.1e 8.2).

8.1.14.1 Trattamento Acqua di Reintegro Torri di Raffreddamento

L'acqua di reintegro del circuito di raffreddamento è quella destinata a rimpiazzare quella che evapora nelle torri di raffreddamento e quella che viene scaricata come blow-down per controllare il contenuto di sali.

Le caratteristiche chimico/fisiche dell'acqua utilizzata per il reintegro sono riportate nella Tabella 8.1.

8.1.14.2 Trattamento dell'Acqua di Reintegro Ciclo Acqua/Vapore

Per ottenere la purezza del vapore necessaria ad assicurare un funzionamento privo di inconvenienti della turbina a vapore, il contenuto di sali nell'acqua di alimento e nell'acqua di caldaia deve essere mantenuto ad un certo livello, adottando le seguenti misure:

- avviare la caldaia con acqua di alimento demineralizzata;
- reintegrare le perdite di condensato usando acqua di reintegro demineralizzata;
- regolare la conducibilità dell'acqua di caldaia mediante estrazione ad una portata opportuna.

Per questi scopi è previsto l'utilizzo di acqua demineralizzata dai serbatoi esistenti, di capacità adeguata a reintegrare le perdite d'acqua dovute alle estrazioni dalla caldaia, alle perdite di condensato, alle perdite dal sistema tenute e dal sistema del vuoto.

E' anche prevista la possibilità di recuperare gli spurghi di caldaia come reintegro per la rete di teleriscaldamento.

8.1.14.3 Condizionamento del Ciclo Acqua/Vapore

Per il condizionamento del ciclo acqua/vapore è raccomandata una combinazione di reagenti chimici alcalinizzanti e deossigenanti al fine di garantire le corrette caratteristiche chimiche dell'acqua del generatore di vapore e dei circuiti di alimentazione.

Lo schema di principio dell'iniezione chimica della caldaia è mostrato nell'Allegato 3.14.1 del Progetto di Base (ASM Brescia S.p.A., 2005b), dove si può osservare che:

- per l'eliminazione dell'ossigeno, oltre alla degasazione fisica effettuata nella torretta degasante integrata nel corpo cilindrico di bassa pressione, è prevista l'iniezione di una soluzione di ammina (nell'acqua di alimento caldaia o nei pozzi caldi);
- per la regolazione del pH dell'acqua è prevista l'iniezione di una soluzione alcalinizzante a base di ammine (nell'acqua di alimento caldaia o nei pozzi caldi);

- per eventuali emergenze, qualora le iniezioni di cui ai punti precedenti si rivelassero non sufficienti, o se necessario per la conservazione della caldaia in caso di fermata, è previsto un sistema di iniezione addizionale a base di fosfati per poter dosare nei corpi cilindrici della caldaia gli additivi necessari (ad esempio soluzioni di fosfati, ecc.).

L'esatta composizione dei reagenti chimici sarà definita dal costruttore della caldaia, sulla base delle precise caratteristiche termomeccaniche di funzionamento, sempre nel rispetto dei vincoli imposti o suggeriti dalla legge in termini di sicurezza ed efficacia.

8.1.14.4 Sistema di Trattamento delle Acque Reflue

Il sistema deve ricevere e trattare le acque di risulta dai processi industriali e dalle attività umane in modo da renderle scaricabili in corpo idrico e fognatura, nonché evacuate dalla Centrale tramite camion (autobotte) per essere smaltite all'esterno. Vengono raccolti tre differenti tipi di acque:

- acque sanitarie;
- acque meteoriche;
- acque di processo.

Come si può vedere dallo schema riportato in Figura 8.2 il concetto dell'impianto acque reflue è il seguente:

- l'acqua sanitaria va scaricata direttamente in fogna;
- l'acqua meteorica proveniente dai tetti e dalle aree di traffico, previa separazione delle acque di prima pioggia (inviate alla vasca di neutralizzazione) viene scaricata in corpo idrico superficiale;
- l'acqua di lavaggio del turbogas e della caldaia viene inviata in un'apposita vasca e di qui caricata su autobotti e inviata all'esterno. Il consumo annuo di acqua per questi lavaggi è di circa 250 m³. La capacità di stoccaggio è di circa 50 m³;
- le acque con carico chimico, quali le acque provenienti dalla rigenerazione delle resine (sistema esistente), sono inviate al sistema di trattamento esistente;

- le acque di scarico provenienti dal sistema drenaggi del ciclo termico delle tubazioni vapore e dal blow-down della caldaia vengono, dopo essere state raffreddate, inviate alla vasca di neutralizzazione o, in alternativa, recuperate nella rete di teleriscaldamento;
- le acque potenzialmente inquinate da olio, provenienti dal sistema di drenaggio dei pavimenti vengono trattate in un sistema che funziona da separatore API, avente una capacità di circa 200 m³. La separazione finale è fatta con un separatore a lamelle. L'olio viene raccolto in un serbatoio per essere avviato allo smaltimento. Eventuali fanghi che si dovessero raccogliere sul fondo del sistema di separazione, potranno essere rimossi ed avviati a smaltimento;
- le acque provenienti dal blow-down delle torri di raffreddamento saranno scaricate in fogna.

Le portate dei vari effluenti sono sintetizzate al Paragrafo 11.5.2.

8.1.15 Ventilazione e Condizionamento

L'impianto è dotato di impianti di condizionamento per gli spazi dove è prevista la presenza costante di personale, quali la Sala Controllo o dove le apparecchiature possano essere danneggiate dall'elevata temperatura, come la sala contenente le apparecchiature del sistema di automazione e il locale quadri elettrici.

Gli altri locali sono ventilati in leggera sovrappressione.

Il sistema centrale di condizionamento è costituito da due unità identiche aventi ognuna il 100% di capacità, in modo da garantire la protezione delle apparecchiature elettriche ed elettroniche in caso di avaria di un'unità.

Per spazi singoli quali alcuni uffici, officine, magazzini, ed altri locali ausiliari sono previsti condizionatori singoli.

L'edificio turbogas e l'edificio turbina a vapore sono dotati di un sistema di ventilazione. L'aria viene aspirata dall'esterno da appositi ventilatori, distribuita nelle varie zone da un sistema di condotte e griglie, ed espulsa con estrattori. Le portate sono regolate in modo da mantenere gli edifici in leggera sovrappressione.

Per il riscaldamento degli ambienti durante la stagione fredda quando l'impianto non è in funzione sono previsti appositi riscaldatori elettrici.

Anche l'edificio GVR sarà ventilato opportunamente, preferibilmente con ventilazione naturale.

Le zone ed i componenti d'impianto soggetti a congelamento durante la stagione fredda sono protetti mediante riscaldatori elettrici o tracciatura elettrica.

8.1.16 Sistemi ed Apparecchiature Elettriche

8.1.16.1 Criteri Generali di Progetto dell'Impianto Elettrico

La struttura generale dell'impianto elettrico è indicata nello schema unifilare generale riportato in Figura 8.3.

I generatori saranno collegati alla rete 380 kV attraverso trasformatori elevatori, che saranno interconnessi fra loro in una Stazione GIS e di qui alla rete nazionale italiana a 380 kV (Stazione di Flero) attraverso una linea in cavo.

Il generatore dell'unità turbogas sarà equipaggiato di interruttore di macchina sul lato MT; inoltre il generatore dell'unità turbogas sarà collegato al trasformatore dei servizi ausiliari di gruppo, a tre avvolgimenti, che alimenta il quadro dei servizi ausiliari di gruppo a 15 kV e la Stazione ricevitrice di Lamarmora (esistente ma che sarà ristrutturata). Il quadro a 15 kV potrà anche essere alimentato dalla stessa Stazione di Lamarmora attraverso un apposito collegamento diretto in cavo 15 kV, per fornire una alimentazione aggiuntiva di riserva e nei periodi in cui le unità generatrici sono a riposo o in condizioni di servizio perturbate.

Dal sistema 15 kV saranno poi alimentati i sistemi dei servizi di gruppo e del teleriscaldamento a 400 V e sistemi in CC (Corrente Continua) e di alimentazione di continuità (UPS), in accordo agli standards del fabbricante.

Il trasformatore ausiliario di gruppo è dimensionato per alimentare il 100% dei carichi della centrale più quelli del teleriscaldamento.

Tutti i servizi di Centrale saranno alimentati da due alimentazioni distinte, derivate dal quadro principale, in modo tale da assicurare, anche grazie ad opportuni automatismi di commutazione, la continuità della alimentazione dei carichi.

Un sistema di commutazione e interblocco sarà previsto sul sistema 15 kV fra l'alimentazione dal trasformatore di gruppo e il collegamento di riserva derivato dalla cabina a 15 kV, come indicato nello schema unifilare generale per permettere il trasferimento dei servizi ausiliari da una sorgente all'altra senza pregiudicare la continuità del servizio.

L'intero sistema elettrico sarà comandato e supervisionato a distanza dalla sala di controllo attraverso il sistema di controllo distribuito (DCS).

I gruppi diesel-generatori di emergenza saranno dimensionati in modo da assicurare ragionevole disponibilità di potenza per portare in sicurezza in condizioni di riposo

l'impianto in caso di assenza della rete e per garantire comunque la continuità del funzionamento della rete di teleriscaldamento.

I seguenti criteri generali di progetto saranno posti alla base dello sviluppo dei sistemi elettrici:

- il sistema elettrico sarà progettato in modo che l'indisponibilità di un componente non comporti la fermata del gruppo generatore associato, il che normalmente implica un progetto degli ausiliari 2 x 100%;
- le apparecchiature elettriche saranno scelte in modo che tipi e caratteristiche nominali corrispondano alla produzione di serie, in modo da essere comprate facilmente sul mercato libero, assicurando disponibilità di ricambi per lungo tempo.

Saranno usate apparecchiature modulari di facile utilizzo e che non richiedano manutenzione, quali Motor Control Centers (MCC) e batterie.

8.1.16.2 Disposizione delle Apparecchiature Elettriche

La sottostazione a 380 kV, del tipo blindato ad isolamento in SF₆ (GIS), sarà posta in un edificio sul lato Sud della centrale (in prossimità del generatore del gruppo TV) e collegata in cavo ad isolamento solido con l'esistente sottostazione GRTN di Flero. Il cavo sarà interrato e la disposizione sarà tale da minimizzare la produzione di campi elettromagnetici generati dalla corrente circolante durante il normale esercizio a pieno carico.

I collegamenti fra i generatori e i trasformatori elevatori, come pure al trasformatore dei servizi ausiliari di gruppo saranno eseguiti in condotti sbarre a fasi isolate. I pannelli che racchiudono i passanti lato linea e centro stella del generatore saranno pure a fasi isolate.

I collegamenti a 15 kV fra il quadro e le utenze nell'impianto saranno effettuate in cavo.

I trasformatori che alimentano i servizi ausiliari a 380 V potranno essere del tipo incapsulato con isolamento secco (dry type, encapsulated) o immersi in olio minerale. Nel primo caso dovranno essere posti all'interno di un opportuno involucro protettivo, al riparo dalle intemperie, ed alloggiati in opportuna pannellatura tale da impedire contatti accidentali con le parti in tensione. Nel secondo caso (trasformatori in olio minerale) i trasformatori saranno posizionati all'esterno degli edifici su appositi basamenti che consentano la raccolta di eventuali perdite di olio, che in ogni caso non dovranno neppure in caso accidentale contaminare le acque di scarico.

Allo scopo di posizionare le apparecchiature elettriche più vicino possibile alle apparecchiature alimentate, saranno disposti opportuni centri di alimentazione, all'aperto o in edificio protetto, per le aree seguenti:

- gruppi turbina a gas-generatore e turbina a vapore-generatore;
- caldaia a recupero (GVR);
- condensatore ad aria;
- torri di raffreddamento e pompe acqua di circolazione;
- impianti trattamento acqua.

I gruppo elettrogeni di emergenza ed i loro ausiliari saranno disposti in un contenitore separato.

I requisiti generali per il montaggio/la sistemazione delle principali apparecchiature elettriche saranno i seguenti:

- si utilizzerà un falso pavimento rialzato nella sala di controllo centrale e nelle sale relè e nella sala quadri CC, in modo da garantire l'accessibilità ai cavi e all'ingresso dei quadri;
- i trasformatori ausiliari a 15/0.4 kV saranno installati in vani trasformatori separati. I vani trasformatori dovranno essere ben ventilati;
- i cavi all'interno degli edifici saranno installati all'interno di cunicoli o su passerelle. Se sono installati all'aperto, i cavi saranno direttamente interrati oppure posti in tubi o cunicoli oppure posti su strutture porta tubi (pipe racks).

Tutti i pannelli saranno montati su uno zoccolo. I pannelli saranno disposti in modo da essere facilmente installati e di essere accessibili per l'esercizio e la manutenzione. In generale i pannelli saranno allineati su un fronte unico.

8.1.17 Strumentazione, Controllo, Automazione

Il sistema di automazione e strumentazione sfrutta le tecnologie disponibili di controllo integrato per massimizzare le prestazioni dell'impianto, migliorarne la disponibilità e ridurre i costi di esercizio. Per ottenere ciò l'impianto è dotato di un avanzato Sistema di Controllo Distribuito (DCS).

L'impianto è destinato a funzionare a carico di base/carico intermedio, nonché in funzionamento ciclico.

Il sistema di automazione è progettato in modo da consentire il controllo e la supervisione dell'intera Centrale dalla Sala Controllo (CCR).

Vi sono inoltre un certo numero di locali aree elettroniche non presidiate (LER), distribuite nelle aree principali come segue:

- turbina a gas;
- turbina a vapore;
- caldaia a recupero;
- trattamento acque.

Queste LER servono ad alloggiare i pannelli del sistema. Il pannello di controllo del turbogas è sistemato in una LER ed è anche una stazione per un operatore.

Le altre LER servono solo per alloggiare pannelli. L'impianto è progettato considerando tutte le LER non presidiate durante il funzionamento normale.

Le LER vengono usate solo durante la manutenzione, durante l'avviamento o l'arresto dell'impianto, coordinate dalla Sala Controllo o durante avarie.

Durante il funzionamento normale dell'impianto, la funzione dell'operatore dalla Sala Controllo è quella di supervisione e selezione della configurazione di impianto che consenta di soddisfare la richiesta di energia ottimizzando il rendimento e la sicurezza dell'impianto nel rispetto dei vincoli operativi esterni.

Le funzioni fondamentali di gestione del funzionamento dell'impianto, quali l'avviamento, l'arresto, il raggiungimento ed il mantenimento del carico richiesto, rimangono direttamente sotto il controllo dell'operatore, mentre il controllo in linea di tutti i componenti d'impianto è completamente automatizzato.

Il sistema di automazione consente l'ottenimento dei seguenti risultati:

- avviamento ed arresto dell'impianto in modo controllato e ottimizzato, in qualunque condizione operativa, per realizzare un tempo di raggiungimento dei giri di funzionamento e di presa di carico consistenti con i limiti preimpostati di sollecitazioni termiche;
- ottimizzazione del consumo di combustibile durante l'avviamento, l'arresto ed il normale funzionamento;
- massimizzazione della vita dell'impianto;
- semplificazione delle normali operazioni.

Il sistema di automazione consentirà il funzionamento sicuro dell'impianto con un numero minimo di operatori.

8.1.18 Opere Civili

Le opere civili saranno progettate e realizzate, oltre che nel rispetto della normativa vigente, secondo criteri e prassi ben consolidate nell'industria del settore.

La realizzazione del nuovo impianto comporterà la demolizione di alcuni edifici e strutture esistenti, in particolare:

- parco metano;
- parco serbatoi OCD;
- due camini di altezza pari a 100 m;
- edifici ausiliari.

Verranno inoltre realizzate le opere civili elencate in seguito:

- stazione di decompressione del metano ad alta pressione per l'alimentazione del turbogas del ciclo combinato;
- intervento di scavi e riporti secondo progetto;
- edificio principale contenente:
 - sala macchine turbogas,
 - sala macchine turbina a vapore,
 - caldaia a recupero,
 - ciclo termico,
 - sala controllo e uffici,
 - sala quadri elettrici,
 - sottostazione elettrica GIS;
- fondazioni:
 - cavalletti turbogeneratori,
 - trasformatori (2 principali-1 di unità),
 - caldaia a recupero,
 - pompe alimento caldaia,
 - caldaia ausiliaria
 - torri di raffreddamento;
- vasca raccolta acqua lavaggio caldaia a recupero;

- camino;
- struttura torri di raffreddamento (aerotermini a secco e torri evaporative), pozzi caldi, pompe estrazione e pompe acqua di circolazione;
- pipe rack e sleeperways in calcestruzzo;
- edificio pompe antincendio;
- vasche impianto trattamento acqua make-up torri;
- vasca raccolta/trattamento acque reflue;
- vasca raccolta acqua di lavaggio turbogas;
- vasca neutralizzazione;
- vasca trattamento acque oleose;
- vasca raccolta scarichi meteorici;
- edificio officina/magazzino/spogliatoi;
- strade, piazzali e aree di parcheggio;
- argine in terra proveniente da scavi di altezza pari a 7 m circa modellato e piantumato parallelo a Via San Zeno;
- drenaggi e reti interrati;
- cunicoli per cavi elettrici e tubazioni;
- recinzione.

ASM ha inoltre in corso un progetto per la ricollocazione della stazione di decompressione del metano a media pressione per l'alimentazione della rete urbana. La stazione, attualmente posizionata nell'area di edificazione del ciclo combinato, verrà riposizionata vicino alla stazione di decompressione del metano ad alta pressione.

I dati relativi alle superfici ed ai volumi dei principali edifici e le demolizioni di edifici esistenti sono riportati al Paragrafo 2.4.

La tabella seguente riassume i dati principali relativi alle opere civili dell'impianto. Tali dati sono preliminari e potranno essere modificati nel corso della progettazione esecutiva dell'impianto.

Ciclo Combinato, Sintesi Dati Edifici		
	U.d.M.	Valore
Area di impianto	m ²	23,000
Area di cantiere	m ²	5,000-7,000
Superficie coperta	m ²	8,500
Superficie calpestabile	m ²	10,000
Calcestruzzo armato	m ³	15,000
Carpenteria metallica + grigliati	t.	1,600
Tamponature laterali e coperture in pannelli	m ²	10,000
Tamponature in blocchi di calcestruzzo	m ²	4,250
Strade	m ²	4,500
Aree trattate a verde	m ²	30,000

8.1.18.1 Fondazioni

Le tipologie di fondazione saranno definite sulla base delle indagini geotecniche che verranno effettuate in fase di progettazione più avanzata e delle esigenze strutturali e impiantistiche dei singoli componenti.

Le fondazioni saranno di due tipi:

- fondazioni profonde adatte per le strutture principali, per le quali possono essere tollerati assestamenti minimi;
- fondazioni superficiali adatte per strutture leggere, per le quali sono accettati anche piccoli assestamenti.

Sulla base delle informazioni oggi disponibili, in considerazione del fatto che le fondazioni del macchinario pesante della centrale esistente sono del tipo a superficie, si è assunto che le fondazioni del macchinario dell'impianto siano a superficie.

8.1.18.2 Edifici

Le caratteristiche realizzative degli edifici sono descritte nel Progetto Architettonico allegato al Progetto di Base (ASM Brescia S.p.A., 2005b, Allegato 3.20.1 parte A e parte B).

La turbina a gas, la turbina a vapore e la caldaia a recupero sono importanti fonti di rumore; perciò la tamponatura esterna dell'edificio principale è realizzata con pannello fonoassorbente e fonoisolante. Le caratteristiche di questo pannello (spessore, forature etc.), in particolare dello strato isolante interno, sono atte a

soddisfare le esigenze di abbattimento del rumore, in accordo a quanto richiesto dalla normativa vigente in materia.

Questo rivestimento fonoassorbente potrà comunque essere impiegato anche per altri edifici, secondo le necessità.

Le finiture interne degli edifici sono in funzione della destinazione d'uso degli stessi.

8.1.18.3 Strade e Piazzali

Le strade ed i piazzali hanno le seguenti caratteristiche:

- fondazione in stabilizzato dello spessore di 50 cm;
- trattamento superficiale in emulsione bituminosa;
- strato di conglomerato bituminoso (binder) dello spessore di 7 cm;
- manto di usura dello spessore di 3 cm;
- cordoli in calcestruzzo prefabbricati di sezione trapezoidale dotati di apertura ogni 25 m (bocca di lupo) atta a convogliare l'acqua piovana nell'idonea rete;
- marciapiedi, ove previsti, con lastre prefabbricate di calcestruzzo.

8.1.19 **Progetto Architettonico e Sistemazione a Verde**

Nell'ambito della progettazione degli interventi di ristrutturazione della Centrale Lamarmora è stato elaborato uno studio dedicato alla progettazione architettonica degli spazi occupati dal nuovo impianto ed alla sistemazione a verde delle aree situate ad Est rispetto al perimetro di Centrale (ASM Brescia S.p.A., 2005b).

In Figura 8.4 è riportata una sezione trasversale del nuovo impianto in cui sono visibili gli interventi di sistemazione a verde previsti.

Per maggiori dettagli si rimanda al Progetto di Base (ASM Brescia S.p.A. 2005b, Paragrafo 3.21 e Allegato 3.20.1 Parte A e Parte B).

8.2 INSTALLAZIONE SISTEMA DeNOx SCR SULLA CALDAIA GRUPPO 3

8.2.1 Motivazioni dell'Intervento

La Delibera di Giunta della Regione Lombardia No. VII/6501 del 19 Ottobre 2001 fissa, con l'Allegato C, i limiti di emissione degli impianti di produzione di energia per le diverse zone in cui è suddiviso il territorio regionale (si veda anche quanto riportato nel Quadro di Riferimento Programmatico del SIA).

La città di Brescia è inserita nell'elenco dei Comuni capoluogo di Provincia considerati critici, pertanto le caldaie esistenti alla data di emanazione della Delibera stessa, con potenza al focolare superiore ai 50 MWt, sono tenute, entro il 31 Dicembre 2008, al rispetto dei seguenti limiti di emissione (riferiti al 3% di O₂ per i combustibili liquidi e gassosi, al 6% per il carbone ed al 11% per gli altri combustibili solidi):

- SO₂: 1,700 mg/Nm³;
- NOx: 200 mg/Nm³;
- Polveri: 50 mg/Nm³;
- CO: 100 mg/Nm³.

Per il Gruppo 3 della Centrale Lamarmora, trattandosi di un impianto caratterizzato da una recente tecnologia, con un efficiente sistema di abbattimento degli ossidi di zolfo, tale adeguamento sarà realizzato inserendo, nel processo di combustione, un sistema di riduzione degli ossidi di azoto tale da contenere l'emissione media oraria al camino al di sotto dei 200 mg/Nm³. La tecnologia scelta è il sistema di riduzione catalitico con l'utilizzo di ammoniaca quale agente riducente (ASM Brescia S.p.A., 2005b, Allegato 1.1).

In sintesi, i limiti di emissione del gruppo 3 funzionante a carbone sono i seguenti (riferiti a fumi secchi con 6% di ossigeno):

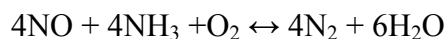
Limiti di Emissione Gruppo 3				
	ATTUALI		FUTURI	
	Limite [mg/Nm³]	Riferimento	Limite [mg/Nm³]	Riferimento
SO₂	400 (media giornaliera)	DGR IV/11065 8 Luglio 1986	400 (media giornaliera)	DGR IV/11065 8 Luglio 1986
NO_x	650 (media mensile)	DM 12 Luglio 1990	200 (media oraria)	DGR VII/6501 19 Ottobre 2001
	800 (media giornaliera)	DGR IV/11065 8 Luglio 1986		
Polveri	50 (media giornaliera)	DGR IV/11065 8 Luglio 1986	50 (media oraria)	DGR VII/6501 19 Ottobre 2001
CO	250 (media mensile)	DM 12 Luglio 1990	100 (media oraria)	DGR VII/6501 19 Ottobre 2001

8.2.2 Caratteristiche dell'Intervento

In considerazione dei nuovi limiti per il gruppo 3, ne consegue che il reattore catalitico, da installare per abbattere gli NO_x, deve garantire una rimozione degli ossidi di azoto superiore al 70%.

8.2.2.1 Processi Chimici di Riduzione degli Ossidi di Azoto

In presenza di catalizzatore e di una ottimale temperatura dei fumi, l'iniezione di ammoniaca allo stato gassoso determina le seguenti reazioni:



Noto che gli NO_x sono, approssimativamente, NO per il 95% in volume (92.53% in peso) ed NO₂ per il rimanente 5% (7.47% in peso), per ogni grammo di NO_x servono 0.552 grammi di NH₃.

Al fine di garantire la completa reazione tra ammoniaca ed NO_x, con sfuggite di reagente al camino minori di 5 ppm (3.8 mg/Nm³), in genere si adottano rapporti NH₃/NO_x minori.

8.2.2.2 Caratteristiche Costruttive dei Catalizzatori per la Denitrificazione dei Fumi

I catalizzatori utilizzati per la riduzione degli ossidi di azoto sono sostanzialmente di due tipi:

- a piastre metalliche con deposizione superficiale di uno strato sottile di materiale catalitico;
- a nido d'ape, con materiale totalmente catalitico, costituito da un supporto di ossidi di titanio (TiO_2) sul quale sono depositati ossidi di vanadio (V_2O_5) e tungsteno (WO_3).

I catalizzatori a nido d'ape sono caratterizzati da un maggior rapporto tra la superficie attiva ed il volume (area superficiale specifica m^2/m^3), che determina un minor volume del catalizzatore.

Tra i parametri che identificano il catalizzatore c'è il pitch, cioè la dimensione caratteristica, espressa in mm, del singolo canale di efflusso dei fumi all'interno del catalizzatore.

Il Gruppo 3 della Centrale Lamarmora utilizza prevalentemente carbone; per tale combustibile il pitch (p) consigliato è 6÷8 mm, con una conseguente area superficiale specifica pari a 400÷500 (m^2/m^3).

8.2.2.3 Parametri Operativi del Reattore Catalitico

I parametri che maggiormente influenzano l'attività del catalizzatore sono:

- la temperatura dei fumi in ingresso al reattore. L'efficienza di riduzione degli ossidi di azoto è funzione della temperatura dei fumi in ingresso al reattore, con un intervallo ottimale di 320÷350°C. Tale intervallo di temperatura consente un efficace controllo degli NOx in uscita dal reattore;
- la velocità spaziale dei fumi nel reattore. La velocità spaziale dei fumi nel reattore è il rapporto tra la portata volumetrica dei fumi in condizioni normali ed il volume del catalizzatore ($\text{Nm}^3/\text{h} \cdot \text{m}^3$). A parità degli altri parametri operativi, la riduzione degli NOx aumenta con il diminuire della velocità spaziale. Con l'utilizzo di carbone solitamente si adotta una velocità spaziale compresa tra 2,000 e 3,000 $\text{Nm}^3/\text{h} \cdot \text{m}^3$. Per il dimensionamento del reattore si considera una portata volumetrica (Gf) pari a 230,000 Nm^3/h . (si veda il successivo Paragrafo 8.2.3) Pertanto il volume del catalizzatore sarà pari a 70÷120 m^3 ;

- la velocità lineare dei fumi nel reattore. La velocità lineare dei fumi nel reattore è definita dal rapporto tra la portata volumetrica dei fumi in condizioni normali e la sezione del catalizzatore (Nm/h). La velocità lineare influenza in modo particolare le cadute di pressione ed i fenomeni di erosione del catalizzatore. Con il carbone solitamente si adottano valori compresi tra 5,400 e 7,200 Nm/h. Pertanto la sezione del catalizzatore sarà pari $30 \div 45 \text{ m}^2$. Ne consegue che l'altezza complessiva del catalizzatore sarà pari a $2 \div 3 \text{ m}$.
- il rapporto NH_3/NO_x tra l'ammoniaca iniettata nel reattore e gli ossidi di azoto entranti nello stesso. Il rapporto in peso tra l'ammoniaca e gli ossidi di azoto all'ingresso del reattore sarà tenuto al di sotto del valore previsto dalla stechiometria (0.552), con un fattore di riduzione di progetto pari a $0.8 \div 0.9$.

8.2.2.4 Lay-Out del Reattore Catalitico per la Denitrificazione dei Fumi

I vincoli di lay-out a cui deve sottostare il posizionamento del reattore sono conseguenza della temperatura d'ingresso dei fumi al reattore, del volume e della sezione del catalizzatore e per ultimo degli spazi disponibili per l'inserimento del reattore nell'impianto esistente.

Per soddisfare la richiesta temperatura d'ingresso dei fumi, che come detto deve stare nell'intervallo $320 \div 350^\circ\text{C}$, il reattore deve essere posizionato dopo l'economizzatore di caldaia, a monte del riscaldatore aria (Ljungström).

Le dimensioni in pianta del corpo del reattore, tenendo conto della struttura di sostegno, degli elementi di chiusura anche di tipo architettonico, dei piani di lavoro ai vari livelli del reattore, delle scale di accesso ai piani e dei mezzi di movimentazione dei moduli di reattore, possono assumersi pari ad un +60% rispetto alle dimensioni in pianta del catalizzatore.

Il volume del catalizzatore è solitamente distribuito su più strati, tipicamente ogni strato è circa 1 m, per cui saranno necessari $2 \div 3$ strati; inoltre è predisposto lo spazio e la struttura di sostegno per uno strato aggiuntivo, che consente di adottare un ottimale ciclo di sostituzione degli strati di catalizzatore nel corso del suo esaurimento. A tale volume va aggiunto lo spazio necessario per il rettificatore di flusso da posizione all'ingresso del catalizzatore, con la funzione di rendere la corrente fluida la più uniforme possibile, in modo che il catalizzatore sia, a sua volta, chiamato ad una uniforme attività (per una effettiva uniforme attività del catalizzatore è anche richiesta una uniforme distribuzione dell'ammoniaca, ad opera della griglia di iniezione, nella corrente gassosa); inoltre va aggiunto lo spazio per il raccordo di fondo del reattore (il reattore è sviluppato in altezza) al condotto fumi che porta all'ingresso del riscaldatore aria.

Per quanto premesso e per la necessità di avere degli spazi operativi in altezza tra strato e strato di catalizzatore, oltre che aperture di carico e scarico dello stesso, l'altezza totale del reattore è, in genere, 6÷7 volte l'altezza del catalizzatore.

Il lay-out dell'impianto esistente presenta, subito a valle della caldaia ed in linea con questa, l'elettrofiltro che dista, dal locale caldaia, circa 4 m, per i primi 18.5 m e circa 9.5 m per l'altezza rimanente dell'elettrofiltro. Il fronte di caldaia è, inoltre, caratterizzato da una larghezza di circa 8 m, per cui, ipotizzando una sezione di catalizzatore di 40 m², le dimensioni in pianta del catalizzatore possono essere pari a 8m (larghezza) e 5 m (lunghezza).

Da tutto quanto precede il corpo del reattore catalitico potrà essere caratterizzato da una sezione in pianta pari a circa 13 m (larghezza) x 8 m (lunghezza), con una altezza pari 22÷23 m, centrato in corrispondenza al portale terminale di chiusura e sostegno del riscaldatore aria. Lo spazio rimanente (1.5 m) tra il corpo caldaia ed il corpo del reattore, sarà utilizzato per posizionare il condotto fumi che collegherà l'uscita economizzatore al reattore. In Figura 8.5 si riporta la nuova distribuzione dei volumi della linea fumi del Gruppo 3 a seguito dell'inserimento del denitrificatore ed il confronto con la situazione attuale, che consente l'immediata valutazione visiva dell'intervento di DeNO_x.

Il reattore catalitico sarà posizionato sopra il riscaldatore aria mediante una struttura di sostegno aggiuntiva. Il calcolo strutturale, con i reali pesi del reattore catalitico, determinerà l'entità e le caratteristiche di tale struttura. Anche la fondazione in c.a. sarà verificata ed eventualmente adeguata ai nuovi carichi.

8.2.2.5 By-Pass dell'Economizzatore di Caldaia

Al fine di ottimizzare il controllo dell'attività di denitrificazione, sarà valutata la possibilità e l'opportunità di bypassare in parte l'economizzatore di caldaia, in modo da poter variare la temperatura dei fumi all'ingresso del reattore catalitico.

8.2.2.6 Soffiatori a Vapore

Sono previsti soffiatori a vapore per prevenire la deposizione di ceneri di combustione sulla superficie del catalizzatore, che possono determinare riduzione dell'attività dei siti catalitici.

Il reattore è attrezzato con una serie di soffiatori a vapore disposti a monte di ogni strato di catalizzatore.

8.2.2.7 Sistema Ammoniaca

Il sistema ammoniacale è composto dall'unità di stoccaggio dell'ammoniaca idrata al 25%, dall'unità di alimentazione, dall'unità di evaporazione e diluizione e dall'unità di iniezione nel reattore catalitico.

L'ammoniaca necessaria al processo verrà stoccata in un serbatoio atmosferico (capacità utile 15 m³), dotato di un'adeguata vasca di contenimento. Un abbattitore vapore consentirà l'abbattimento dei vapori ammoniacali. Sistemi di rilevazione dei vapori ammoniacali e relativi "water sprinkler" per abbattere le fughe di ammoniaca saranno previsti sopra la zona di stoccaggio ammoniacale.

L'unità di alimentazione dell'ammoniaca in soluzione è sostanzialmente costituita da due pompe al 100% di tipo volumetrico, con regolazione del volume d'iniezione in funzione del valore di NOx all'ingresso ed all'uscita del reattore. L'unità è completata da valvole, filtri, indicatori di pressione, temperatura e portata.

L'ammoniaca alimentata dalle pompe è nello stato di soluzione liquida. Nel reattore deve, invece, essere iniettata allo stato di vapore. Pertanto è prevista un'unità di evaporazione che utilizza l'aria calda in uscita dal RA di caldaia (circa 260°C a pieno carico). La soluzione liquida di ammoniaca è prima nebulizzata con aria strumata e quindi evaporata con l'aria calda di combustione, che ha anche il compito di diluire i vapori di ammoniaca prodotti al di sotto del 5%, onde essere certi che non esistono né rischi di infiammabilità né rischi di esplosione dell'ammoniaca in aria (la miscela per essere esplosiva deve presentare una percentuale in volume di ammoniaca in aria compresa tra 16 e 25%). La diluizione, inoltre, consente di aumentare la portata da iniettare nei fumi e di conseguenza la sua penetrazione.

L'unità di iniezione dell'ammoniaca diluita in aria nel reattore, è costituita da una linea coibentata e da una griglia di iniezione.

8.2.2.8 Sistema di Regolazione e Controllo del Denitrificatore

Il sistema di controllo dell'efficienza del reattore catalitico, sulla base del valore di NOx rilevato all'ingresso del reattore, determina, in funzione del prestabilito rapporto tra NH₃ e NOx e della portata volumetrica dei fumi, la portata di ammoniaca idrata da iniettare. La richiesta di ammoniaca, come effetto di feed-back, è poi corretta sulla base del valore di NOx all'uscita del reattore che deve essere inferiore a 200 mg/Nm³ in ogni condizione di funzionamento.

Il sistema di controllo gestirà anche il by-pass economizzatore ed il by-pass reattore, sulla base delle temperature impostate.

Il sistema di controllo, inoltre, gestirà tutta la strumentazione e la componentistica in funzionamento automatico relativa alle unità di stoccaggio, alimentazione, evaporazione ed iniezione.

Il sistema di controllo del sistema denitrificatore sarà implementato nell'attuale sistema di controllo distribuito (DCS) della Centrale Lamarmora e sarà gestito, al pari degli altri sistemi di centrale, con pagine video dedicate presentate agli operatori di sala controllo di Centrale.

8.2.3 Principali Parametri di Esercizio

Nella tabella seguente sono riportate le caratteristiche dei fumi in uscita dalla caldaia e dal denitrificatore (ASM Brescia S.p.A., 2005b, Allegato 1.1).

Gruppo 3, Caratteristiche dei Fumi in Uscita dalla Caldaia e dal Denitrificatore	
Portata Fumi di dimensionamento DeNO _x	230,000 Nm ³ /h (fumi secchi) ⁽¹⁾
Temperatura Gas	320÷350°C
O ₂	3÷3.2% volume (fumi secchi)
Uscita Caldaia	
NO _x ⁽²⁾	≤650 mg/Nm ³ (secco al 6% O ₂)
Uscita DeNO_x	
NO _x ⁽²⁾	<200 mg/Nm ³ (secco al 6% O ₂)
Slip di NH ₃	<5ppm volume (3.8 mg/Nm ³)

Nota:

- (1) Trascurando il modesto apporto dell'aria di diluizione dell'ammoniaca e dell'ammoniaca stessa.
- (2) Espressi come NO₂ equivalenti

Il consumo di ammoniaca idrata al 25% nelle condizioni nominali di esercizio è pari a 210÷240 kg/h.

Lo stoccaggio necessario per 48 ore di autonomia, con caldaia a pieno carico, (densità dell'ammoniaca idrata assunta pari a 900 kg/m³) è pari a 11÷13 m³.

8.3 CARATTERISTICHE DELLE OPERE CONNESSE

Le opere connesse al ripotenziamento della Centrale Lamarmora sono (si veda la Figura 8.6):

- realizzazione di un tratto di elettrodotto in cavo (380 kV), di collegamento tra la Centrale e la stazione elettrica di Flero;
- realizzazione di un tratto di metanodotto di allacciamento al metanodotto in progetto denominato “Potenziamento Metanodotto Carpendolo-Nave DN 500 – 75 bar”.

8.3.1 Elettrodotto in Cavo

Nel presente paragrafo sono sintetizzate le principali caratteristiche dell'elettrodotto di collegamento tra la Centrale e la stazione elettrica a 380 kV di Flero, situata nell'omonimo Comune di Flero in Provincia di Brescia. Per un maggior dettaglio e una più approfondita descrizione delle caratteristiche tecniche e progettuali della linea, si rimanda al Progetto di Massima appositamente predisposto da RETRASM S.r.l. e riportato nell'Allegato 2.3.1 del Progetto di Base (ASM Brescia S.p.A, 2005b).

8.3.1.1 Caratteristiche Generali dell'Allacciamento

La realizzazione del nuovo collegamento elettrico a 380 kV garantirà la connessione del nuovo gruppo a ciclo combinato cogenerativo con la Rete elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) rappresentata dall'esistente stazione elettrica di smistamento a 380 kV di Flero, situata nell'omonimo Comune di Flero in Provincia di Brescia.

Come prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), nella risposta alla domanda di ASM Brescia S.p.A. di connessione alla RTN, il futuro impianto sarà collegato all'esistente stazione elettrica della RTN di Flero tramite un collegamento in antenna, costituito da un elettrodotto in cavo interrato a 380 kV.

Il tracciato del nuovo elettrodotto si snoderà su un tracciato stradale nel territorio del Comune di Brescia per uno sviluppo complessivo di circa 4.8 km.

In partenza alla Centrale Lamarmora è prevista la realizzazione di una stazione elettrica blindata in SF₆, mentre la realizzazione del nuovo stallo in aria a 380 kV, di arrivo dell'elettrodotto in cavo interrato presso l'esistente stazione elettrica della RTN di Flero, avverrà completamente all'interno dell'area recintata dell'attuale stazione elettrica ed utilizzerà lo spazio disponibile presso l'attuale sistema di sbarre a 380 kV.

8.3.1.2 Criteri di Scelta Progettuale

Il tracciato dell'elettrodotto è stato pianificato considerando i seguenti parametri di valutazione:

- normativa e legislazione di riferimento;
- caratteristiche antropiche della zona;
- aspetti derivanti da un eventuale impatto ambientale;
- caratteristiche geomorfologiche dell'area geografica;
- difficoltà tecniche di realizzazione ed esercizio dell'opera.

E' stata inoltre considerata la presenza di vincoli territoriali, paesaggistici ed ambientali (si veda a tale proposito anche quanto riportato nel Quadro di Riferimento Programmatico del SIA). I criteri adottati per la definizione del tracciato sono stati in particolare i seguenti:

- possibilità di mantenere un idoneo distanziamento da ambienti abitativi, aree di gioco per l'infanzia, scuole ed in generale infrastrutture o luoghi dove sia previsto, o prevedibile, il soggiorno delle persone per più di 4 ore al giorno, al fine di garantire i livelli di campo magnetico prescritto dalla vigente normativa;
- evitare, per quanto possibile, interferenze con infrastrutture e reti viarie che comportino prolungati blocchi alla circolazione con conseguenti disagi per la popolazione, considerato che in una parte del tracciato si attraversano zone con presenza significativa di urbanizzazione;
- evitare zone destinate allo sviluppo sia urbanistico sia residenziale;
- evitare zone di interesse paesaggistico e ambientale, zone boscate o adibite a colture pregiate;
- evitare zone ad alto rischio idrogeologico;
- garantire per quanto possibile la massima accessibilità all'area per consentire di operare in sicurezza sugli impianti al personale preposto all'esercizio e all'eventuale manutenzione dell'elettrodotto.

Il tracciato è stato quindi individuato cercando un affiancamento alle opere lineari già presenti sul territorio (strade) ed evitando, per quanto possibile, l'attraversamento diretto di lotti agricoli.

Nella tabella seguente sono sintetizzati i criteri di scelta utilizzati nella definizione del tracciato ed il confronto tra le alternative considerate, rappresentate in Figura 8.7.

Elettrodotto a Progetto, Criteri di Scelta Utilizzati nella Definizione del Tracciato (ASM Brescia S.p.A., 2005b)			
Criteri	PROGETTO Cavo AAT (stradale-Vie Codignole, Flero e Case Sparse)	ALTERNATIVA 1 Cavo AAT (stradale-Vie San Zeno e Case Sparse)	ALTERNATIVA 2 Cavo AAT +Linea Aerea
Lunghezza del tracciato	circa 4,800 m	circa 4,800 m	circa 800 m + 2,900 m
Distanza dalle aree urbanizzate e dalle singole abitazioni	•	••	•
Interferenza con il territorio ed il paesaggio	•	•• ⁽¹⁾	••••
Compatibilità con gli strumenti urbanistici	•	•	•••
Interferenza campi magnetici con aree urbanizzate e a possibile espansione urbanistica	•	••• ⁽²⁾	••••
Interferenza con attività antropiche di trasporto	••	••• ⁽³⁾	•
Rispetto dei vincoli ambientali paesaggistici e idrogeologici	•	•	••

Misura dell'impatto:

- nullo
- basso
- medio
- alto

Note:

- (1) Via S.Zeno (rispetto a via Codignole e via Flero) presenta maggiori sottoservizi interrati (fognatura, acqua, gas metano,ossigenodotto, ecc).
- (2) a) Via S.Zeno (rispetto a via Codignole e via Flero) è una via maggiormente abitata
b) in Via S.Zeno (rispetto a via Codignole e via Flero) le case sono più vicine alla strada
c) Via S.Zeno (rispetto a via Flero) ha una larghezza inferiore
d) in Via S.Zeno la fascia di rispetto (3 µT) interessa alcune abitazioni.
- (3) a) Via S.Zeno (rispetto a via Flero) ha una larghezza inferiore
b) Via S.Zeno (rispetto a via Codignole e via Flero) ha un flusso veicolare maggiore
c) Via S.Zeno data la minore larghezza (rispetto a via Flero) potrebbe essere chiusa durante i lavori di scavo e posa cavo AAT
d) Via S.Zeno (rispetto a via Codignole e via Flero) è più abitata.

8.3.1.3 Descrizione del Tracciato di Progetto

Il percorso dell'elettrodotto si svilupperà a partire dalla stazione AT del futuro impianto a ciclo combinato cogenerativo (CCGT) ed interesserà la zona meridionale del Comune di Brescia, seguendo un tracciato sostanzialmente stradale, secondo uno sviluppo complessivo di 4.8 km, caratterizzato in linea generale dai seguenti tratti (si veda la Figura 8.6):

- area di pertinenza dell'attuale Centrale Lamarmora;
- attraversamento di Via Ziziola;
- attraversamento della Strada Provinciale No. 11 "Tangenziale Sud di Brescia" e dell'Autostrada A4;
- area di pertinenza del Termoutilizzatore fino all'uscita su Via Codignole;
- percorso stradale lungo Via Codignole fino all'incrocio con Via Flero;
- percorso stradale lungo Via Flero fino all'incrocio con Via Case Sparse;
- percorso stradale lungo Via Case Sparse fino all'esistente stazione elettrica di smistamento a 380 kV della RTN di Flero, situata in Comune di Flero.

Nella tabella seguente vengono indicate le principali infrastrutture ed i corsi d'acqua attraversati dall'elettrodotto a progetto.

Elettrodotto in Cavo, Attraversamenti		
No. di Attraversamento	Tipo di Attraversamento	Ente Interessato
1	Strada Comunale Via Ziziola	Comune di Brescia
2	Strada Provinciale No. 11 "Tangenziale Sud di Brescia"	Provincia di Brescia
3	Autostrada A4	Società Autostrada Serenissima (Brescia-Verona-Vicenza-Padova)
4	Vaso Guzzetto secondario	Comune di Brescia Consorzio Irriguo Guzzetto-Codignole
5	Vaso Guzzetto	Comune di Brescia Consorzio Irriguo Guzzetto-Codignole
6	Vaso Codignole secondario	Comune di Brescia Consorzio Irriguo Guzzetto-Codignole
7	Vaso Codignole	Comune di Brescia Consorzio Irriguo Guzzetto-Codignole
8	Metanodotto SNAM in progetto	Società SNAM Rete Gas
9	Vaso Codignole	Comune di Brescia Consorzio Irriguo Guzzetto-Codignole

Elettrodotto in Cavo, Attraversamenti		
No. di Attraversamento	Tipo di Attraversamento	Ente Interessato
10	Vaso Fossetta Canalone	Comune di Brescia Consorzio Irriguo Fossetta Canalone
11	Vaso Fossetta Canalone	Comune di Brescia Consorzio Irriguo Fossetta Canalone
12	Metanodotti SNAM esistenti	Società SNAM Rete Gas
13	Vaso Fossetta Canalone	Comune di Brescia Consorzio Irriguo Fossetta Canalone
14	Vaso Fossetta Canalone secondario	Comune di Brescia Consorzio Irriguo Fossetta Canalone
15	Vaso Fossetta Canalone	Comune di Brescia Consorzio Irriguo Fossetta Canalone
16	Vaso Codignole	Comune di Brescia Consorzio Irriguo Guzzetto-Codignole
17	Canale di Scolo Acque	Comune di Brescia

8.3.1.4 Caratteristiche Tecniche del Progetto

L'elettrodotto in cavo di collegamento del nuovo impianto a ciclo combinato con la RTN avrà la lunghezza di circa 4.8 km e sarà costituito da una terna di cavi interrati aventi una tensione nominale di 380 kV.

Il cavo sarà costituito da un conduttore in rame con sezione di 1,000 mm², schermo semi-conduttivo sul conduttore, isolamento in polietilene reticolato (XLPE), schermo semi-conduttivo sull'isolamento, guaina metallica di alluminio saldato e rivestimento esterno in polietilene con grafitatura esterna.

I cavi verranno posati ad una profondità media di 1.4 m sotto il manto stradale.

Data la lunghezza del collegamento e il peso del cavo, per l'installazione, sono previste 6 pezzature per ogni fase connesse fra di loro per mezzo di giunti sezionati, in corrispondenza dei quali avverrà la trasposizione delle fasi.

Le guaine metalliche dei cavi delle diverse pezzature verranno connesse per mezzo di un sistema Cross-Bonding. Il sistema Cross Bonding si basa sulla trasposizione elettrica delle guaine metalliche rispetto alle fasi del sistema. Alla fine di ogni trasposizione completa, e quindi ogni tre sezioni, le guaine verranno collegate francamente a terra. Alle estremità del circuito, le guaine saranno collegate francamente a terra attraverso cassette unipolari di sezionamento.

L'elettrodotto in cavo, agli estremi, verrà terminato per mezzo di terminali per esterno presso la stazione RTN di Flero, mentre con accessori per entrata in blindato presso la stazione elettrica blindata in SF₆ di Centrale.

I dati elettrici significativi ed i dati caratteristici dell'installazione sono sintetizzati nelle tabelle seguenti.

Elettrodotto in Cavo, Dati Elettrici Significativi		
Tensione concatenata nominale del sistema (U)	380	kV
Tensione massima del sistema (U _{max})	420	kV
Tensione di fase nominale del sistema (U ₀)	220	kV
Tensione di manovra	1050	kV
Isolamento a impulso (B.I.L.)	1425	kV
Frequenza	50	Hz
Corrente di corto circuito monofase	50/1	kA / s
Fattore di carico giornaliero	100	%
Stato del neutro	Francamente a terra	

Elettrodotto in Cavo, Dati Caratteristici dell'Installazione		
Numero di circuiti	1	
Numero di cavi per circuito	3	
Lunghezza del collegamento	4.8	km
Numero di pezzature per fase	6	
Quantità totale di cavo	14.4	km
Connessione delle guaine metalliche	Cross Bonding	
Tipo di posa	Cavi in cunicolo interrato	
Configurazione di posa	A trifoglio chiuso	
Profondità di posa	1,400	mm

In riferimento alle caratteristiche del tracciato dell'elettrodotto, alla tipologia di attraversamenti e delle soluzioni progettuali adottate nel progetto, sono state studiate delle specifiche sezioni di posa:

- posa cavi in trincea su sede stradale: per la parte prevalente di tracciato i cavi saranno posati in trincea alla profondità di 1.4 m circa e disposti a trifoglio chiuso. Per aumentare il livello di protezione da danni meccanici esterni, (scavi o lavori stradali di vario genere) i cavi saranno posti all'interno di un cunicolo interrato e, dopo la posa, conglobati in uno strato di cemento magro. Si osserva inoltre la presenza di un tritubo in politene, in cui installare dei cavi in fibra ottica funzionali all'esercizio elettrico dell'elettrodotto, che si attesteranno nelle stazioni elettriche di Lamarmora e Flero. Lungo il tracciato, saranno quindi predisposti alcuni pozzetti, per permettere una corretta posa del cavo in fibra ottica. Infine, nella parte superiore della trincea, saranno posati due monotubi in cui potranno installarsi altri cavi in fibra ottica che potranno essere collegati con un "fault locator" e daranno la possibilità all' esercente dell'elettrodotto, in caso di rottura delle fibre, di localizzare la presenza di lavori di scavo lungo il tracciato dell'elettrodotto;
- posa cavi per sottopasso della SP No. 11 "Tangenziale Sud di Brescia" e dell'Autostrada A4: è prevista la realizzazione di uno spingitubo di diametro 900 mm lungo circa 170 m, posto a una profondità di indicativa di 4 m sotto il piano stradale (si veda anche quanto riportato nell'Allegato 9 del Progetto di Massima; RETRASM S.r.l; 2005). Al termine della posa i tubi, contenenti i cavi energia, saranno riempiti con una miscela di bentonite, al fine di favorire la dispersione del calore prodotto dai cavi stessi;
- posa cavi per attraversamento vasi o canali: i cavi saranno posati in un manufatto di calcestruzzo secondo le modalità illustrate nell'Allegato 10 del Progetto di Massima (RETRASM S.r.l; 2005). Al termine della posa i tubi, contenenti i cavi energia, saranno riempiti con una miscela di bentonite, al fine di favorire la dispersione del calore prodotto dai cavi stessi;
- posa cavi per attraversamento di metanodotti (tubazioni SNAM): in corrispondenza dell'incrocio con tubazioni SNAM, i cavi dovranno essere posizionati alla distanza, in altezza, di almeno 1 m dalla tubazione con l'interposizione di una piastra in calcestruzzo armato o in acciaio (si veda anche quanto riportato nell'Allegato 11 del Progetto di Massima; RETRASM S.r.l; 2005).

Come già accennato in precedenza, in partenza alla Centrale Lamarmora è prevista la realizzazione di una stazione elettrica blindata in SF₆, mentre la realizzazione del nuovo stallo in aria a 380 kV, di arrivo dell'elettrodotto in cavo interrato presso l'esistente stazione elettrica della RTN di Flero, avverrà completamente all'interno dell'area recintata dell'attuale stazione elettrica ed utilizzerà lo spazio disponibile presso l'attuale sistema di sbarre a 380 kV.

Il nuovo montante, con isolamento in aria, sarà realizzato con apparecchiature rispondenti alle prestazioni richieste dal GRTN, agli standard TERNA ed alle norme

CEI riguardante i componenti delle stazioni elettriche AT, con le seguenti caratteristiche principali:

- Tensione nominale 380 kV
- Corrente nominale interruttori 3,150 A

Il nuovo montante sarà equipaggiato con sezionatori tripolari verticali, interruttori tripolari in SF₆, sezionatori tripolari orizzontali con lame di messa a terra, trasformatori di corrente e di tensione per misure e protezioni, terminali cavo e scaricatori. Si prevede inoltre la realizzazione di un chiosco di tipo prefabbricato metallico per apparecchiature elettriche, di dimensioni 2,5 x 5 m e altezza pari a circa 3 metri, posizionati nelle immediate vicinanze delle apparecchiature AT, per ospitare gli apparati periferici del sistema di protezione, comando e controllo.

Le fondazioni delle varie apparecchiature elettriche saranno realizzate in conglomerato cementizio armato secondo progetto Unificato TERNA tipico per le stazioni 380 kV.

8.3.2 Metanodotto

Nel presente paragrafo viene descritto il tratto di metanodotto di allacciamento della Centrale al metanodotto in progetto di SNAM Rete Gas denominato "Potenziamento Carpendolo-Nave". Per un maggior dettaglio e una più approfondita descrizione delle caratteristiche tecniche e progettuali dell'opera, si rimanda al Progetto di Base appositamente predisposto da Snam Rete Gas (Snam Rete Gas, 2005) e riportato nell'Allegato 2.4.1 del Progetto di Base (ASM Brescia S.p.A., 2005b).

8.3.2.1 Caratteristiche Generali dell'Allacciamento e Criteri di Scelta Progettuale

Il metanodotto in progetto ha una lunghezza pari a 4.2 km e si sviluppa interamente in Comune di Brescia.

Detta opera si stacca dal metanodotto anch'esso in progetto denominato Potenziamento Metanodotto Carpendolo-Nave DN 500-75 bar in corrispondenza dell'impianto P.I.D.I. (Punto di Intercettazione di Derivazione Importante) punto terminale del 1° tratto.

La condotta, seguendo in linea di massima una direttrice Sud-Nord, è posizionata per circa 1.5 km parallelamente a strade vicinali ed ad un metanodotto in esercizio.

Nella scelta della direttrice del tracciato è stato privilegiato, infatti, il criterio di posizionare il metanodotto, per quanto possibile, in parallelismo con reti viarie e

infrastrutture esistenti (strade, linee elettriche e metanodotti). Tale criterio consente di minimizzare l'impatto dell'opera sul territorio, sfruttando i corridoi formati dalle infrastrutture esistenti e di realizzare il tracciato collocandolo per quanto possibile in zone agricole.

Nell'ambito della direttrice di base individuata, l'intero tracciato di progetto è stato definito nel rispetto di quanto disposto dal DM del 24 Novembre 1984 "*Norme di Sicurezza per il Trasporto del Gas Naturale*", dalla legislazione vigente (norme di attuazione dei PRG e vincoli paesaggistici, ambientali, archeologici, ecc.), dalla normativa tecnica relativa alla progettazione di queste opere e dalle prescrizioni di sicurezza e di salute da attuare nei cantieri (D.Lgs 494/96 e successive modifiche).

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

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

8.3.2.2 Descrizione del Tracciato

Il tracciato del metanodotto in progetto, riportato in Figura 8.6, si stacca dall'impianto terminale del metanodotto in progetto denominato "Potenziamento Metanodotto Carpenedolo — Nave" 1° tratto. Tale impianto è previsto in località Cascina Tesa in Comune di Brescia. L'allacciamento, che ha una lunghezza complessiva di 4.2 km, si sviluppa seguendo inizialmente una direttrice Sud-Nord, attraversando al km 0.4 la Strada Comunale per San Zeno ed al km 2.8 la Strada Comunale Codignole. Al km 3.37 circa il tracciato, dopo aver attraversato l'autostrada A4 Milano-Venezia devia in direzione Sud Est posizionandosi per circa 0.7 km tra l'autostrada e la Strada Statale No. 11 (Tangenziale Sud di Brescia).

Al km 4.1 il tracciato in progetto devia ulteriormente in direzione Nord, attraversando al km 4.13 la Strada Statale No. 11 (Tangenziale Sud di Brescia) al di là della quale, alla progressiva 4.2 in proprietà ASM di Brescia è previsto il punto di consegna con la realizzazione dell'impianto P.I.D.A. (Punto di Intercettazione con Discaggio di Allacciamento).

Nella tabella seguente vengono indicati le principali infrastrutture viarie attraversate dal metanodotto a progetto.

Metanodotto a Progetto, Attraversamento delle Infrastrutture Principali (Snam Rete Gas, 2005)			
Progressiva km	Provincia	Comune	Reti Viarie e Ferroviarie
0 + 400	Brescia	Brescia	Strada Comunale per San Zeno
2 + 800	Brescia	Brescia	Strada Comunale Codignole
3 + 370	Brescia	Brescia	Autostrada A4 Milano-Venezia
4 + 130	Brescia	Brescia	Strada Statale No.11 (Tangenziale Sud di Brescia)

Il metanodotto non attraversa corsi d'acqua di rilievo.

8.3.2.3 Caratteristiche Progettuali

L'opera in oggetto, progettata per il trasporto di gas naturale con densità 0.72 kg/m^3 in condizioni standard ad una pressione massima di esercizio di 75 bar, sarà costituita da una condotta formata da tubi in acciaio collegati mediante saldatura (linea), che rappresentano l'elemento principale del sistema di trasporto in progetto, e da una serie di impianti che, oltre a garantire l'operatività della struttura, realizzano l'intercettazione della condotta in accordo alla normativa vigente.

Per quanto riguarda la condotta, le tubazioni impiegate saranno in acciaio di qualità e rispondenti alle prescrizioni del DM 24 Novembre 1984, ed avranno le seguenti caratteristiche:

- diametro nominale: DN 500 (20");
- pressione massima di esercizio: 75 bar;
- materiale: EN L 415 NB/MB;
- tensione di snervamento [MPa]: 415 N/mm²;
- spessore normale e maggiorato per linea: 11.1 mm;
- spessore per impianti: 11.9 mm.

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

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

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

- diametro nominale: DN 650 (26");
- spessore: 9.5 mm;
- materiale: acciaio di qualità (API 5Lx52 o grado L360).

La condotta sarà protetta da:

- una protezione passiva esterna costituita da un rivestimento di nastri adesivi in polietilene estruso ad alta densità, applicato in fabbrica, dello spessore di 2.2 mm ed un rivestimento interno in vernice epossidica. I giunti di saldatura saranno rivestiti in linea con fasce termorestringenti;
- una protezione attiva (catodica) attraverso un sistema di correnti impresse con apparecchiature poste lungo la linea che rende il metallo della condotta elettricamente più negativo rispetto all'elettrolito circostante (terreno, acqua, ecc.).

La costruzione ed il mantenimento di un metanodotto sui 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 una fascia di asservimento a cavallo della condotta (servitù non aedificandi). Nel caso del metanodotto in oggetto è prevista una fascia di asservimento di 39 m (19.5 m per parte) dall'asse della condotta, in condizioni di posa standard.

In accordo alla normativa vigente (DM 24 Novembre 1984 e DM 23 Febbraio 1971) la condotta sarà sezionabile in tronchi mediante apparecchiature di intercettazione (valvole) denominate:

- Punto di Intercettazione di linea Derivazione Importante (PIDI), che oltre a sezionare la condotta, ha la funzione di consentire sia l'interconnessione con le altre condotte che l'alimentazione di condotte derivate dalla linea principale;
- Punto di Intercettazione di linea (PILL), che ha la funzione di sezionare la condotta;
- Punto di Intercettazione con Discaggio di Allacciamento (PIDA), che oltre a sezionare la condotta ha la funzione di consentire l'allacciamento con l'utente.

Gli impianti di linea sono costituiti da tubazioni e da valvole di intercettazione sia interrata che aeree, e da apparecchiature per la protezione elettrica della condotta. Tali impianti sono ubicati generalmente in prossimità della viabilità ordinaria o saranno collegati ad essa tramite brevi accessi carrabili.

Nella tabella seguente vengono sintetizzati i dati relativi all'ubicazione degli impianti di linea per il metanodotto a progetto.

Metanodotto a Progetto, Ubicazione degli Impianti di Linea (Snam Rete Gas, 2005)						
Progressiva km	Provincia	Comune	Impianto	Località	Superficie [m²]	Strade di Accesso [m]
0+000	Brescia	Brescia	P.I.D.I.	Cascina Tesa	190	20
4+200	Brescia	Brescia	P.I.D.A.	Lamarmora	120	esistente

9 TEMPI E FASI DEL PROGETTO

Il presente capitolo descrive sinteticamente il programma di realizzazione e le fasi di cantiere che porteranno alla realizzazione dei nuovi interventi in oggetto, secondo quanto riportato nel Progetto di Base, cui si rimanda per maggiori dettagli (ASM Brescia S.p.A., 2005b). In tale Progetto di Base è riportato un cronogramma schematico delle attività.

9.1 RISTRUTTURAZIONE DELLA CENTRALE

I principali interventi che verranno realizzati nell'ambito del progetto di ristrutturazione della Centrale Lamarmora sono:

- installazione della nuova unità a ciclo combinato;
- installazione del sistema DeNOx SCR sull'esistente Caldaia 3.

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 degli interventi a progetto che comporteranno essenzialmente lo sviluppo delle seguenti attività:

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

E' inoltre prevista la demolizione di alcuni edifici e strutture esistenti (parco metano, parco serbatoi OCD, due camini di altezza pari a 100 m, edifici ausiliari).

Si prevede che la realizzazione degli interventi di ristrutturazione della CTEC Lamarmora, oggetto del presente studio, richiedano circa 20-25 mesi.

9.1.1 Progettazione di Base ed Esecutiva

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

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

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

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

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

9.1.2 Attività di Costruzione dei Nuovi Impianti

Le principali fasi di cantiere necessarie per la realizzazione degli interventi in oggetto sono:

- demolizioni, scavi e sistemazione del sito;
- realizzazione delle opere civili compresa la movimentazione terra per la preparazione dei piani di fondazione, delle strade e dei piazzali interni all'area dell'impianto, e le opere di fondazione dei vari edifici;
- montaggio delle varie componenti dell'impianto;
- realizzazione di un rilevato in terra, di altezza pari a 7 m, parallelamente a Via San Zeno (ad Est rispetto al perimetro di Centrale).

La durata complessiva del cantiere è stimata in circa 20-25 mesi, comprensiva della fase di realizzazione delle opere civili e della fase dei montaggi elettromeccanici delle varie componenti.

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

- fondazioni e opere civili: 10 mesi;
- montaggi: 18 mesi;
- collaudi e prove: 8 mesi.

Non si prevedono modifiche alla viabilità esterna all'area di pertinenza della Centrale.

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

Come già evidenziato in precedenza, il materiale derivante dalle operazioni di scavo sarà impiegato in parte per realizzare le sistemazioni necessarie ed in parte per realizzare il rilevato in terra parallelo a Via San Zeno (con funzione di separazione dalle aree abitate).

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

9.1.3 Pre-Avviamento ed Avviamento dei Nuovi Impianti

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

9.1.3.1 Prove Idrauliche

Verranno eseguite a fine montaggio su tutti i componenti e sistemi in pressione per verificare la corretta esecuzione dei giunti di accoppiamento su apparecchiature e tubazioni.

Per la prova idraulica dei sistemi vapore e condensato/acqua alimento, verrà utilizzata acqua demineralizzata additivata con sostanze chimiche che inibiscono la corrosione e che eliminino l'ossigeno disciolto nell'acqua.

Per la prova idraulica di altri sistemi fluidi, quali i sistemi di raffreddamento, viene usata acqua industriale senza additivi.

9.1.3.2 Lavaggi Chimici

La caldaia e le tubazioni vapore principali verranno sottoposte ad un lavaggio basico al fine di rimuovere tutte le sostanze grasse ed oleose presenti sulle superficie interne. In seguito gli stessi componenti verranno sottoposti ad un lavaggio acido al fine di rimuovere incrostazioni, ruggine ed altri ossidi dalle superficie interne e favorire la formazione di uno strato protettivo di magnetite.

Per il lavaggio basico verranno utilizzati detergenti industriali, mescolati ad acqua demineralizzata.

Per il lavaggio acido verranno usati o acidi deboli (es: acido citrico) o acidi forti a basso dosaggio in soluzione.

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

Gli effluenti provenienti dalle operazioni di lavaggio chimico verranno raccolti ed inviati ad idonei impianti di processo.

9.1.3.3 Soffiature

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

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

L'operazione si eseguirà mettendo in pressione la caldaia e scaricando il vapore nelle tubazioni. 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.

In alternativa alla soffiatura a vapore, potrà essere effettuata la soffiatura ad aria.

9.1.3.4 Flussaggio dell'Olio di Lubrificazione

Tutti i componenti dei sistemi di lubrificazione della turbina a gas, alternatori 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. Le impurità rimosse mediante i filtri verranno inviate ad idonei impianti di trattamento.

9.1.3.5 Dewatering dell'Olio dei Trasformatori

L'olio dei trasformatori di grossa taglia dovrà 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 verrà eseguita mediante un'apposita apparecchiatura.

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

9.2 REALIZZAZIONE DELLE OPERE CONNESSE

9.2.1 Costruzione e Collaudo dell'Elettrodotto

Di seguito vengono descritte le principali fasi di realizzazione dell'elettrodotto di collegamento con la rete di trasmissione nazionale, che sarà totalmente realizzato in cavo interrato.

La realizzazione del cavo interrato avverrà per fasi sequenziali di lavoro che permettano di contenere le operazioni in un tratto limitato della linea in progetto, avanzando progressivamente sul territorio.

Le operazioni si articoleranno nel modo seguente:

- realizzazione delle infrastrutture temporanee di cantiere;
- apertura della pista di lavoro e scavo della trincea di posa del cavo;
- posa dei cavi e realizzazione delle giunzioni;
- ricopertura della trincea e ripristini morfologici e vegetazionali;
- collaudo della linea.

9.2.1.1 Realizzazione delle Infrastrutture Temporanee di Cantiere

Per l'esecuzione dell'opera si provvederà a predisporre delle aree adatte per l'installazione dei cantieri e ad attrezzarle con quanto necessario per il personale addetto ai lavori, per il deposito dei materiali e per la sorveglianza, in conformità con i regolamenti comunali sull'occupazione del suolo pubblico.

Con riferimento particolare alle piazzole di stoccaggio delle bobine contenenti i cavi, si provvederà, ove possibile, alla loro realizzazione in prossimità di strade percorribili dai mezzi adibiti al trasporto e contigue alle fasce di lavoro, al fine di minimizzare le interferenze con il territorio e ridurre la conseguente necessità di opere di ripristino.

9.2.1.2 Apertura della Fascia di Lavoro e Scavo della Trincea

Considerando che il percorso del cavo si sviluppa quasi interamente sulla strada pubblica, le attività lavorative saranno organizzate in modo che il traffico veicolare e pedonale possa essere conservato sulle strade interessate dalle trincee. In particolare si prenderà contatto con la Vigilanza Urbana al fine di concordare preventivamente e

tempestivamente ogni azione di avviso e segnalazione, nello spirito di arrecare il minor intralcio possibile alla circolazione stradale. I lavori saranno inoltre attuati in modo da causare i minori inconvenienti possibili alle proprietà pubbliche e private interessate, garantendone gli accessi.

Le aree di cantiere verranno dunque approntate e debitamente recintate, prevedendo la posa ed il mantenimento in perfetta efficienza dei segnali prescritti dalle leggi e dai regolamenti, in conformità alle disposizioni prescritte dal Codice della Strada.

Le operazioni di scavo e posa dei cavi richiedono l'apertura di un'area di passaggio denominata "pista di lavoro", all'interno della quale si concentreranno tutte le operazioni.

Il fondo dello scavo sarà preparato in modo da risultare piano e libero da prominente di qualsiasi specie e dovrà essere compatto e le trincee saranno mantenute costantemente libere dall'acqua e dai detriti. Saranno pertanto messe in opera le necessarie sbatacchiature e le eventuali armature a sostegno dei cavi elettrici e telefonici, delle tubazioni del gas ed in genere di qualsiasi manufatto che avesse a trovarsi in corrispondenza dello scavo da eseguirsi.

Dove richiesto, saranno predisposti inoltre appositi ponteggi sugli scavi in modo da assicurare, in continuità ed in condizioni di sicurezza, il libero transito pedonale e carrabile.

La zona adiacente la trincea sarà tenuta libera dalla terra di scavo e il materiale di risulta sarà trasportato in discarica controllata.

Durante l'esecuzione dei lavori si presterà attenzione a non ricoprire con terra, od altri materiali, i chiusini e le botole di qualsiasi natura e che non ne venga impedito l'accesso.

In quei punti, lungo il tracciato degli scavi, in cui possono essere incrociati impianti sotterranei della rete dell'energia elettrica, del gas, dell'acqua, del teleriscaldamento, dei telefoni, delle fognature o altro, sarà usata la massima prudenza per evitare che siano arrecati danni agli impianti medesimi.

Al fine della preventiva individuazione degli impianti interrati, saranno effettuate tutte le ricerche necessarie per accertare l'eventuale esistenza ed ubicazione degli stessi, rivolgendosi ai vari Enti i cui impianti interessano il sottosuolo (quali: Comune, ASM, TELECOM, ENEL, SNAM, etc.).

Infine per la migliore salvaguardia dell'efficienza ed integrità dei predetti impianti, sia durante i lavori sia dopo la loro ultimazione, verranno adottati tutti i provvedimenti tecnico-organizzativi che saranno richiesti dalla situazione specifica compreso, ove necessario, lo scavo a mano.

9.2.1.3 Posa del Cavo

Completato lo scavo, sul fondo dello stesso verrà posto del magrone, per uno spessore di circa 10 cm e sarà quindi posizionata la parte inferiore del manufatto in CA (cunicolo), posto a protezione meccanica dell'elettrodotta, entro il quale verranno posati, alla profondità indicativa di 1.4 m dal manto stradale, i cavi stessi.

I cavi arriveranno nella zona di posa avvolti su bobine. La bobina tipicamente viene montata su un cavalletto piazzato ad una opportuna distanza dallo scavo in modo da ridurre l'angolo di flessione del conduttore quando esso viene posato nella trincea.

La terna di cavi sarà quindi conglobata in uno strato di cemento magro di circa 0.5 m.

Dopo la chiusura del cunicolo di protezione, con l'applicazione della parte superiore del manufatto in CA, sarà posta una rete di plastica rossa e nastro monitore in PVC, oltre ai tubi contenenti le fibre ottiche.

Il reinterro dello scavo avverrà con materiale termicamente idoneo (ad es. sabbia argillosa) prevedendo che il letto di posa e il materiale di riempimento dovranno essere accuratamente compattati a strati successivi di 25-30 cm di spessore massimo.

Normalmente le tratte interessate allo scavo, posa e reinterro saranno di circa 1,000 – 1,200 m.

In corrispondenza degli attraversamenti particolari esistenti sul percorso, saranno adottate le sezioni di posa descritte al precedente Paragrafo 8.3.1, che prevedono l'impiego di specifiche soluzioni realizzative quali manufatti in calcestruzzo, tubi posati con la tecnica della trivellazione teleguidata e spingitubo.

9.2.1.4 Ricopertura dello Scavo e Ripristini dei Terreni

Al termine delle fasi di posa e di reinterro della trincea i terreni e le aree interessate dal cantiere ed in particolare dallo scavo saranno ricoperti e ripristinati nelle condizioni preesistenti all'inizio dei lavori.

Durante tutto questo tempo saranno predisposti ponteggi sugli scavi in modo da assicurare, in continuità ed in condizioni di sicurezza, il libero transito pedonale e carrabile.

La ricopertura dello scavo sarà realizzata con terra di adeguata qualità, comporterà il costipamento dei materiali e sarà eseguito con attrezzi idonei (piastre vibranti o simili). Durante la messa in opera di materiale per i reinterri, in adiacenza a manufatti e servizi in genere, si impiegheranno tutti gli accorgimenti necessari in modo da evitare possibili sfiancamenti, deformazioni o danni, in particolare sarà accuratamente evitato lo scarico diretto dei materiali di reinterro contro i manufatti.

Per le aree di cantiere si procederà alle sistemazioni generali che consistono nella riprofilatura dell'area interessata dai lavori e nella riconfigurazione delle pendenze preesistenti, ricostruendo la morfologia originaria del terreno.

Per situazioni particolari si provvederà alla riattivazione di eventuali fossi e canali irrigui, nonché delle linee di deflusso eventualmente preesistenti; la funzione principale del ripristino idraulico è infatti essenzialmente il consolidamento delle coltri superficiali attraverso la regimazione delle acque, evitando il ruscellamento diffuso e favorendo la ricrescita del manto erboso.

Successivamente si passerà, per gli interventi stradali, al ripristino definitivo del manto asfaltato, mentre per eventuali terreni vegetali interessati dai lavori, si procederà alle attività di ripristino vegetale aventi lo scopo di ricostituire, nel più breve tempo possibile, il manto vegetale preesistente.

Il ripristino, in questi casi avverrà con le seguenti modalità:

- ricollocazione dello strato superficiale del terreno precedentemente accantonato;
- inerbimento;
- messa a dimora, ove previsto, di arbusti e alberi di basso fusto.

Per gli inerbimenti verranno utilizzate specie erbacee adatte all'ambiente pedoclimatico, in modo da garantire il migliore attecchimento e sviluppo vegetativo possibile. Le eventuali aree agricole interessate saranno invece ripristinate al fine di restituire l'originaria fertilità.

9.2.1.5 Collaudo

A fine lavori verranno effettuate delle prove per verificare la buona esecuzione dell'opera.

Il collaudo dell'elettrodotto in cavo verrà eseguito secondo le modalità dettate dalle norme tecniche in uso.

9.2.2 **Costruzione e Collaudo del Metanodotto**

Di seguito vengono descritte le principali fasi di realizzazione del metanodotto di allacciamento con il metanodotto in progetto "Potenziamento Metanodotto Carpendolo-Nave".

La realizzazione dell'opera prevede l'esecuzione di fasi sequenziali di lavoro che permettono di contenere le operazioni in un tratto limitato della linea di progetto, avanzando progressivamente nel territorio.

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

- i cartelli segnalatori del metanodotto ed i tubi di sfiato posti in corrispondenza degli attraversamenti eseguiti con tubo di protezione e/o cunicolo;
- i punti di intercettazione di linea (le apparecchiature di manovra, le apparecchiature di sfiato e le recinzioni).

Le operazioni di montaggio della condotta in progetto si articolano nelle seguenti fasi operative, sintetizzate nei paragrafi seguenti:

- realizzazione di infrastrutture provvisorie;
- apertura della fascia di lavoro (di larghezza complessiva pari a 18 m);
- sfilamento dei tubi lungo l'area di passaggio;
- saldatura di linea;
- controlli non distruttivi delle saldature;
- scavo della trincea;
- rivestimento dei giunti;
- posa della condotta;
- rinterro della condotta;
- realizzazione degli attraversamenti;
- realizzazione degli impianti, collaudo idraulico, collegamento e controllo della condotta;
- opere di ripristino.

9.2.2.1 Realizzazione di Infrastrutture Provvisorie

Con il termine di “infrastrutture provvisorie” si intendono le piazzole di stoccaggio per l'accatastamento delle tubazioni, della raccorderia, etc.

Dette piazzole verranno realizzate a ridosso di strade percorribili dai mezzi adibiti al trasporto dei materiali. La realizzazione delle stesse, previo scotico e accantonamento dell'humus superficiale, consiste nel livellamento del terreno. Si eseguiranno, ove non già presenti, accessi provvisori dalla viabilità ordinaria per permettere l'ingresso degli autocarri alle piazzole stesse.

9.2.2.2 Apertura della Fascia di Lavoro

Le operazioni di scavo della trincea e di montaggio della condotta richiederanno l'apertura di un'area di passaggio, denominata "fascia di lavoro". Questa fascia dovrà essere il più continua possibile ed avere una larghezza tale da consentire la buona esecuzione dei lavori ed il transito dei mezzi di servizio e di soccorso.

La fascia di lavoro avrà una larghezza complessiva pari a 18 m:

- sul lato sinistro dell'asse picchettato, uno spazio continuo per il deposito del materiale di scavo della trincea;
- sul lato opposto, una fascia per consentire:
 - l'assiemaggio della condotta,
 - il passaggio dei mezzi occorrenti per l'assiemaggio, il sollevamento e la posa della condotta e per il transito dei mezzi adibiti al trasporto del personale, dei rifornimenti, dei materiali e per il soccorso.

In corrispondenza di aree acclivi di particolare esposizione visiva, negli attraversamenti di aree protette ed in zone boscate in genere, ove comunque non sussistano condizioni morfologiche tali da impedire lo svolgimento dei lavori nel rispetto del D.Lgs 494/96 (prescrizioni minime di sicurezza e di salute da osservare nei cantieri temporanei o mobili), si potrà ridurre la larghezza della fascia di lavoro, rinunciando alla parte di pista destinata al sorpasso dei mezzi operativi e al transito dei mezzi di servizio e di soccorso.

In tal caso la larghezza della fascia di lavoro potrà, per brevi, tratti, essere ridotta ad un minimo di 12 metri.

In corrispondenza degli attraversamenti di infrastrutture (strade, ferrovie, ecc.), di corsi d'acqua e di aree particolari (imbocchi trivellazioni, impianti di linea), l'ampiezza della fascia di lavoro sarà superiore ai valori sopra riportati per evidenti esigenze di carattere esecutivo ed operativo.

Prima dell'apertura della fascia di lavoro sarà eseguito, ove necessario, l'accantonamento dello strato unico superficiale a margine della fascia di lavoro per riutilizzarlo in fase di ripristino.

In questa fase verranno realizzate le opere provvisorie, come tombini, guadi o quanto altro serve per garantire il deflusso naturale delle acque.

I mezzi utilizzati saranno in prevalenza cingolati: ruspe, escavatori e pale cariatrici. L'accessibilità alla fascia di lavoro sarà normalmente assicurata dalla viabilità ordinaria che, durante l'esecuzione dell'opera, subirà unicamente un aumento del traffico dovuto ai soli mezzi dei servizi logistici.

I mezzi adibiti alla costruzione invece utili la fascia di lavoro messa a disposizione per la realizzazione dell'opera.

9.2.2.3 Sfilamento dei Tubi lungo l'Area di Passaggio

L'attività consiste nel trasporto dei tubi dalle piazzole di stoccaggio ed al loro posizionamento lungo la fascia di lavoro, predisponendoli testa a testa per la successiva fase di saldatura.

Per queste operazioni, verranno utilizzati trattori posatubi (sideboom) e mezzi cingolati adatti al trasporto delle tubazioni.

9.2.2.4 Saldatura di Linea

I tubi saranno collegati mediante saldatura ad arco elettrico. L'accoppiamento sarà eseguito mediante accostamento di testa di due tubi, in modo da formare, ripetendo l'operazione più volte, un tratto di condotta. I tratti di tubazioni saldati saranno temporaneamente disposti parallelamente alla traccia dello scavo, appoggiandoli su appositi sostegni in legno per evitare il danneggiamento del rivestimento esterno.

I mezzi utilizzati in questa fase saranno essenzialmente trattori posatubi, motosaldatrici e compressori ad aria.

9.2.2.5 Controlli Non Distruttivi delle Saldature

Le saldature saranno tutte sottoposte a controlli non distruttivi mediante l'utilizzo di tecniche radiografiche.

9.2.2.6 Scavo della Trincea

Lo scavo destinato ad accogliere la condotta sarà aperto con l'utilizzo di macchine escavatrici adatte alle caratteristiche morfologiche e litologiche del terreno attraversato.

Il materiale di risulta dello scavo verrà depositato lateralmente allo scavo stesso, lungo la fascia di lavoro, per essere riutilizzato in fase di rinterro della condotta. Tale operazione sarà eseguita in modo da evitare la miscelazione del materiale di risulta con lo strato umico, accantonato nella fase di apertura della fascia di lavoro.

9.2.2.7 Rivestimento dei Giunti

Al fine di realizzare la continuità del rivestimento in polietilene, costituente la protezione passiva della condotta, si procederà a rivestire i giunti di saldatura con apposite fasce termorestringenti.

Il rivestimento della condotta sarà quindi interamente controllato con l'utilizzo di un'apposita apparecchiatura e scintillio (holiday detector) e, se necessario, saranno eseguite le riparazioni con l'applicazione di mastice e pezze protettive.

E' previsto l'utilizzo di trattori posatubi per il sollevamento della colonna.

9.2.2.8 Posa della Condotta

Ultimata la verifica della perfetta integrità del rivestimento, la colonna saldata sarà sollevata e posata nello scavo con l'impiego di trattori posatubi (sideboom). Nel caso in cui il fondo dello scavo presenti asperità tali da poter compromettere l'integrità del rivestimento, sarà realizzato un letto di posa con materiale inerte (sabbia, etc.).

9.2.2.9 Rinterro della Condotta

La condotta posata sarà ricoperta utilizzando totalmente il materiale di risulta accantonato lungo la fascia di lavoro all'atto dello scavo della trincea.

A conclusione delle operazioni di rinterro si provvederà, altresì, a ridistribuire sulla superficie il terreno vegetale accantonato.

9.2.2.10 Realizzazione degli Attraversamenti

Gli attraversamenti di corsi d'acqua e delle infrastrutture vengono realizzati con piccoli cantieri, che operano contestualmente all'avanzamento della linea.

Le metodologie reali attive previste sono diverse e, in sintesi, possono essere così suddivise:

- attraversamenti privi di tubo di protezione;
- attraversamenti con messa in opera di tubo di protezione.

Gli attraversamenti privi di tubo di protezione sono realizzati, di norma, per mezzo di scavo a cielo aperto.

La seconda tipologia di attraversamento può essere realizzata per mezzo di scavo a cielo aperto o con l'impiego di apposite attrezzature spingitubo (trivelle).

La messa in opera del tubo di protezione comporta le seguenti operazioni:

- scavo del pozzo di spinta;
- impostazione dei macchinari e verifiche topografiche;
- esecuzione della trivellazione mediante l'avanzamento del tubo di protezione, spinto da martinetti idraulici, al cui interno agisce solidale la trivella dotata di coclee per lo smarino del materiale di scavo.

Contemporaneamente alla messa in opera del tubo di protezione si procede, fuori opera, alla preparazione del cosiddetto "sigaro". Questo è costituito dal tubo di linea, a cui si applicano alcuni collari distanziatori che facilitano le operazioni di inserimento e garantiscono nel tempo un adeguato isolamento elettrico della condotta. Il "sigaro" viene poi inserito nel tubo di protezione e collegato alla linea.

Una volta completate le operazioni di inserimento, saranno applicati, alle estremità del tubo di protezione, i tappi di chiusura con fasce termorestringenti.

In corrispondenza di una o di entrambe le estremità del tubo di protezione, in relazione alla lunghezza dell'attraversamento ed al tipo di servizio attraversato, è collegato uno sfiato. Lo sfiato, munito di una presa per la verifica di eventuali fughe di gas e di un apparecchio tagliafiamma, è realizzato utilizzando un tubo di acciaio DN 80 (3' con spessore di 2.90 mm).

La presa è applicata a 1.50 m circa dal suolo, l'apparecchio tagliafiamma è posto all'estremità del tubo di sfiato.

In corrispondenza degli sfiati, sono posizionate piantane, alle cui estremità sono sistemate le cassette contenenti i punti di misura della protezione catodica

9.2.2.11 Realizzazione degli Impianti, Collaudo Idraulico, Collegamento e Controllo della Condotta

La realizzazione degli impianti di linea consiste nel montaggio delle valvole sia interrate che aeree, dei relativi by-pass e dei diversi apparati che li compongono. Le valvole interrate saranno messe in opera con lo stelo di manovra fuori terra per regolarne l'apertura e la chiusura della valvola.

Al termine dei lavori si procede al collaudo ed al collegamento dei sistemi alla linea.

A condotta completamente posata e collegata si procede al collaudo idraulico che è eseguito riempiendo la tubazione di acqua e pressurizzandola ad almeno 1.2 volte la pressione massima di esercizio, per una durata di 48 ore.

Le fasi di riempimento e svuotamento dell'acqua del collaudo idraulico sono eseguite utilizzando idonei dispositivi, comunemente denominati "pigs", che vengono impiegati anche per operazioni di pulizia e messa in esercizio della condotta.

Queste attività sono svolte suddividendo la linea per tronchi di collaudo. Ad esito positivo dei collaudi idraulici e dopo aver svuotato l'acqua di riempimento, i vari tratti collaudati vengono collegati tra loro mediante saldatura controllata con sistemi non distruttivi.

Al termine delle operazioni di collaudo idraulico e dopo aver proceduto al rinterro della condotta, si esegue un ulteriore controllo della integrità del rivestimento della stessa. Tale controllo è eseguito utilizzando opportuni sistemi di misura del flusso di corrente dalla superficie topografica del suolo.

Saranno infine effettuati i ripristini delle superfici dei terreni interessati dai lavori al fine di riportarli alle condizioni preesistenti.

9.2.2.12 Opere di Ripristino

Le opere di ripristino previste possono essere raggruppate nelle seguenti due tipologie principali:

- ripristini morfologici ed idraulici: comprendono le opere e gli interventi mirati alla sistemazione dei tratti di maggiore acclività, alla sistemazione e protezione delle sponde dei corsi d'acqua attraversati, al ripristino di strade e servizi incontrati dal tracciato etc;

- ripristini vegetazionali: sono gli interventi che tendono alla ricostituzione, nel più breve tempo possibile, del manto vegetale preesistente i lavori, nelle zone con vegetazione naturale, e al fine di restituire l'originaria fertilità nelle aree agricole.

10 INTERAZIONI CON L'AMBIENTE IN FASE DI REALIZZAZIONE

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 che possono essere rilasciati verso l’esterno durante la fase di realizzazione del progetto di ristrutturazione della Centrale Lamarmora.

In particolare nel presente capitolo sono quantificati relativamente alla fase di costruzione delle nuove opere a progetto:

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

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

10.1 EMISSIONI IN ATMOSFERA

In fase di realizzazione dei nuovi interventi relativi al progetto di ristrutturazione della Centrale Lamarmora si avranno sostanzialmente due tipi di emissioni in atmosfera, in dettaglio quantificati nel Quadro di Riferimento Ambientale del SIA.

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

I mezzi impiegati durante la costruzione sono indicati al Paragrafo 10.10.1.

10.2 EMISSIONI SONORE

Durante il periodo di realizzazione degli interventi a progetto, le emissioni sonore sono da collegarsi principalmente al funzionamento dei mezzi di cantiere utilizzati per il trasporto, la movimentazione e la costruzione. Le principali attività durante le quali si registreranno emissioni rumorose sono:

- installazione cantiere;
- movimentazione terreno;
- realizzazione delle fondazioni;
- realizzazione strutture in c.a.;
- installazione impianti;
- realizzazione opere esterne.

Nell'ambito delle attività di costruzione edili in genere, le attività sopra citate comportano valori di potenza sonora (LWA) compresi tra circa 98 e 120 dBA. I mezzi impiegati durante la costruzione sono indicati al Paragrafo 10.10.1.

10.3 PRELIEVI IDRICI

In fase di realizzazione degli interventi relativi al progetto di ristrutturazione della Centrale saranno effettuati prelievi idrici collegati essenzialmente all'umidificazione delle aree di cantiere, al fine di limitare le emissioni di polveri, e agli usi civili. Si prevede quanto segue:

- umidificazione delle aree di cantiere: allo scopo di ridurre il più possibile l'emissione di polveri da parte del cantiere, verrà periodicamente effettuata la bagnatura delle strade con un consumo d'acqua approssimativamente stimabile in 5-10 m³/giorno di fabbisogno massimo. Tali quantitativi di acqua potranno essere forniti direttamente dalla rete acque di Centrale;
- uso civile: l'utilizzo massimo di acque sanitarie in fase di costruzione è quantificabile in 60 l/giorno per addetto. Ipotizzando una presenza massima giornaliera di 200 addetti si stima un consumo massimo giornaliero di circa 12 m³/giorno ed un consumo complessivo di 1,600 m³ in circa 20 mesi (corrispondente all'intera durata delle attività di cantiere). I quantitativi necessari potranno essere forniti dalla rete acqua potabile di Centrale.

Saranno inoltre richiesti circa 3,500 m³ totali per la preparazione dei calcestruzzi.

10.4 SCARICHI IDRICI

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

I quantitativi degli scarichi di acque igienico-sanitarie, che corrisponderanno ai prelievi per uso civile di cui al precedente Paragrafo 10.3, verranno inviati alla rete fognaria della Centrale e smaltiti secondo normativa.

Le acque meteoriche verranno raccolte mediante scoline di drenaggio che sfrutteranno la pendenza naturale del terreno; inoltre, prima della realizzazione della pavimentazione, parte delle acque meteoriche verrà assorbita dal terreno.

10.5 MANODOPERA IMPIEGATA PER LA COSTRUZIONE

La manodopera impiegata nelle attività di costruzione delle nuove opere (che avranno una durata complessiva di circa 20 mesi) varierà in funzione della richiesta del programma di cantiere; come valore massimo, la presenza giornaliera di manodopera in cantiere sarà pari a circa 180 addetti. Nell'Allegato 6.2 del Progetto di Base (ASM Brescia S.p.A., 2005b) è riportato l'andamento nel tempo della presenza di manodopera in cantiere.

10.6 AREE DI CANTIERE

L'area impegnata durante la fase di realizzazione degli interventi, che si trova interamente all'interno del perimetro della Centrale Lamarmora, ammonterà a circa 5,000-7,000 m², suddivisi come di seguito:

Descrizione	Superficie
Uffici direzione lavori ed impresa	400 m ²
Uffici per ditte appaltatrici	700 m ²
Magazzini	350 m ²
Officine	250 m ²
Spazi per servizi sociali	2 m ² /persona
Spazi per costruzione	1,800-2,000 m ²
Stoccaggio materiali, incluse strade e parcheggio	1,500-3,300 m ²
Totale	5,000 – 7,000 m²

Per la realizzazione del metanodotto di collegamento alla rete dei gasdotti si stima che sarà necessaria la realizzazione di una fascia di lavoro di larghezza complessiva pari a circa 18 m. Per quanto riguarda l'elettrodotta si prevede l'occupazione di una fascia di lavoro di dimensioni contenute per la posa del cavo interrato.

10.7 MATERIALI DA COSTRUZIONE

Sono stimate le seguenti quantità di materiali usati per la costruzione:

- calcestruzzo armato: 15,000 m³;
- carpenteria metallica + grigliati: 1,600 t.

10.8 MATERIALI DI DEMOLIZIONE E MOVIMENTI TERRA

Una stima di larga massima della quantità di terre movimentate porta ai seguenti valori:

- circa 25,000 m³ di scavi, con recupero del materiale che sarà utilizzato nell'ambito del cantiere;
- circa 110,000 m³ di riporti per rilevati e scarpate a verde.

In particolare, il materiale di riporto, pari a circa 110,000 m³, sarà in parte proveniente dagli scavi del cantiere stesso (25,000 m³), mentre i rimanenti 85,000 m³ proverranno dall'esterno.

Alcuni materiali di risulta dalle demolizioni saranno avviati a smaltimento/riciclaggio. Si stimano le seguenti quantità:

- calcestruzzo granulometria max 10 cm: 14.000 m³ circa;
- rottame d'acciaio (ferro d'armatura e strutture metalliche, ad esclusione di serbatoi e tubazioni): 1.000 t circa.

Altre informazioni in merito sono contenute nel Progetto Architettonico allegato al Progetto di Base (ASM Brescia S.p.A.; 2005b, Allegato 3.20.1).

10.9 PRODUZIONE DI RIFIUTI

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 normativa vigente.

10.10 TRAFFICO

10.10.1 Mezzi di Cantiere

Nella seguente tabella sono indicate le tipologie di mezzi che si prevede vengano utilizzati per le attività di costruzione e, per ciascun mezzo, il numero massimo di unità che si prevede possano essere utilizzati in cantiere.

Macchinari	No.
Scavatrici	2
Pale	1
Autocarri	6
Ruspe-livellatrici	1
Rulli	1
Asfaltatrici	1
Autobetoniere	2
Pompaggio cls	1
Trattori	1
Autogru	2
Gru fisse	1
Carrelli elevatori	2
Motocompressori	2
Martelli pneumatici	2

Si assume che il numero di mezzi contemporaneamente in funzione durante le fasi di realizzazione dell'opera a progetto sia pari all'80% del massimo.

Per quanto concerne la realizzazione dei collegamenti (metanodotto ed elettrodotto in cavo) si evidenzia che i mezzi utilizzati saranno in prevalenza cingolati (ruspe, escavatori e pale caricatrici).

10.10.2 Traffico su Strada

In fase di realizzazione il traffico mezzi su strada sarà legato al trasporto di materiale da costruzione e del personale. I mezzi dedicati al trasporto del personale saranno in numero variabile, a seconda del periodo, e in funzione del numero di persone addette, in ciascuna fase, alle opere di realizzazione.

Si prevede che il periodo di maggior movimentazione di mezzi sia connesso all'attività di preparazione dell'area e ai getti di calcestruzzo. Il traffico di mezzi terrestri in fase di costruzione è quantificato nella successiva tabella.

Attività	Traffico Stradale Massimo
Autobetoniere per trasporto cls	8 transiti/giorno
Automezzi per trasporto materiali da costruzione	5 transiti/giorno
Automezzi per trasporto personale di cantiere	max 100 transiti/giorno

Il numero di automezzi è stato stimato con riferimento a cantieri di simili caratteristiche. Non si prevede alcuna modifica alla viabilità ordinaria.

Per quanto concerne i collegamenti (metanodotto e elettrodotto in cavo) si evidenzia che l'accessibilità alla fascia di lavoro sarà normalmente assicurata dalla viabilità ordinaria che, durante l'esecuzione dell'opera, subirà unicamente un aumento del traffico dovuto ai soli mezzi dei servizi logistici.

I mezzi adibiti alla costruzione invece utilizzeranno la fascia di lavoro messa a disposizione per la realizzazione dell'opera.

11 BILANCI ENERGETICI ED AMBIENTALI IN FASE DI ESERCIZIO

Nel seguito sono sintetizzati i bilanci energetici ed ambientali della CTEC Lamarmora con particolare riferimento alla situazione “ante operam” (senza il nuovo gruppo a ciclo combinato e con i gruppi 1, 2 e 3 funzionanti) ed alla situazione “post operam” (con il nuovo gruppo a ciclo combinato in sostituzione dei gruppi 1 e 2 e con il Gruppo 3 funzionante).

In particolare i bilanci sono riferiti a:

- energia prodotta (Paragrafo 11.1);
- emissioni in atmosfera (Paragrafo 11.2);
- emissioni sonore (Paragrafo 11.3);
- prelievi idrici (Paragrafo 11.4);
- scarichi idrici (Paragrafo 11.5);
- materie prime e materiali di consumo (Paragrafo 11.6);
- produzione di rifiuti (Paragrafo 11.7);
- traffici indotti (Paragrafo 11.8).

Nelle Figure 11.1 e 11.2 sono schematicamente riportati i principali flussi in ingresso ed in uscita dall'impianto rispettivamente nella configurazione attuale ed in quella futura.

11.1 ENERGIA PRODOTTA

11.1.1 Situazione Ante Operam

11.1.1.1 CTEC Lamarmora

Nella seguente tabella sono riassunti i dati relativi alla produzione di energia elettrica e termica della Centrale Lamarmora per il periodo 1998-2003 (ASM Brescia S.p.A, 2003b; 2004b).

CTEC Lamarmora, Produzione di Energia Elettrica e Termica						
	Anno					
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Cogenerazione (GWh)						
Elettrica Prodotta	427	438	500	476	489	564
Elettrica (AT)	380	390	444	421	434	507
Termica immessa in Rete	918	928	867	922	878	940
Totale Netta	1,298	1,318	1,311	1,343	1,321	1,447
Termica Semplice (GWh)						
Termica Prodotta	14	2	4	4	4	2

I dati riportati evidenziano un aumento relativo della produzione di energia elettrica, in risposta alla crescente richiesta energetica da parte del mercato elettrico.

Si sottolinea che il funzionamento in cogenerazione evita la produzione separata di energia elettrica e calore e quindi utilizza meglio l'energia primaria dei combustibili, con un risparmio di materia prima e quindi di energia.

Al fine di quantificare il risparmio di energia ottenuto con la cogenerazione rispetto alla produzione disgiunta di energia elettrica e calore sono state calcolate le tonnellate di petrolio equivalente risparmiate (TEP risparmiate). I valori stimati di TEP risparmiati relativamente al periodo considerato (1998-2003) sono sintetizzati nella tabella seguente (ASM Brescia S.p.A, 2003b; 2004b).

Risparmio Energetico da Cogenerazione (TEP)	
Anno	TEP
1998	55,008
1999	54,117
2000	45,406
2001	51,892
2002	43,822
2003	47,413

La tabella seguente riporta infine la produzione di energia elettrica e termica in cogenerazione per la Centrale riferita all'anno 2004.

Cogenerazione Lamarmora, Energia Termica ed Elettrica immessa in Rete al 2004		
	Energia Termica (GWh)	Energia Elettrica (GWh)
TOTALE	882.6	416.2

11.1.1.2 Situazione Complessiva

Nella tabella seguente sono sintetizzati, con riferimento all'anno 2004, i dati relativi alla produzione di energia elettrica e termica di tutti gli impianti che costituiscono il sistema di teleriscaldamento di Brescia.

Produzione di Energia Termica ed Elettrica Complessiva al 2004		
	Energia Termica immessa in rete (GWh)	Energia Elettrica immessa in rete (GWh)
Cogenerazione Lamarmora	882.6	416.2
TU	394.1	474.8
Caldaie Semplici	8.2	-
TOTALE	1,284.9	891.0

11.1.2 **Situazione Post Operam**

11.1.2.1 CTEC Lamarmora

Come già evidenziato in precedenza il progetto di ristrutturazione della Centrale Lamarmora consiste nell'installazione di un nuovo gruppo di cogenerazione con ciclo combinato gas-vapore caratterizzato dalle seguenti potenzialità produttive:

- potenza termica resa alla rete del teleriscaldamento in assetto cogenerativo: circa 250 MWt;
- potenza elettrica netta in assetto cogenerativo pari a circa: 330 MWe.

Con l'installazione della nuova unità a ciclo combinato cogenerativo verranno inoltre passate a riserva le caldaie 1 e 2, e saranno soggette a *derating*, per la produzione di calore in emergenza per la rete del teleriscaldamento, con alimentazione di norma a gas naturale.

Nello Scenario di Progetto si prevede che gli impianti di cogenerazione della Centrale Lamarmora (Gruppo 3 esistente e nuovo ciclo combinato) verranno utilizzati per la cogenerazione di energia elettrica e calore.

Nella tabella seguente è sintetizzato Scenario di Progetto produttivo ipotizzato per la Centrale Lamarmora (ASM Brescia S.p.A, 2005b).

Cogenerazione Lamarmora, Ipotesi di Produzioni Elettriche e Termiche (Scenario di Progetto) (ASM Brescia S.p.A, 2005b)					
	Gruppo 1	Gruppo 2	Gruppo 3	Ciclo Combinato	TOT
Energia Termica immessa in rete [GWh/a]	-	-	359	791	1,150
Energia Elettrica immessa in rete [GWh/a]	-	-	290	1,939	2,229

11.1.2.2 Situazione Complessiva

Considerando anche la produzione del termoutilizzatore e delle caldaie semplici si ottiene lo scenario produttivo complessivo riportato nella tabella seguente.

Ipotesi di Produzioni Elettriche e Termiche degli Impianti (Scenario di Progetto) (ASM Brescia S.p.A, 2005b)				
	Cogenerazione Lamarmora	TU	Caldaie Semplici	TOT
Energia Termica immessa in rete [GWh/a]	1,150	591	50	1,791
Energia Elettrica immessa in rete [GWh/a]	2,229	552	-	2,781

Il funzionamento in cogenerazione evita la produzione separata di energia elettrica e calore, e quindi utilizza meglio l'energia primaria dei combustibili, con un risparmio di materia prima e quindi di energia.

L'ipotesi di produzione degli impianti di Brescia di ASM nello Scenario di Progetto, comprendente la ristrutturazione della Centrale Lamarmora, permette un risparmio di energia rispetto alla produzione separata di energia elettrica e calore.

11.1.3 Confronto Ante Operam/ Post Operam

11.1.3.1 CTEC Lamarmora

Nella tabella seguente è riportato il confronto tra la produzione di energia termica ed elettrica della Centrale Lamarmora nella situazione “ante operam” ed in quella “post operam”.

Cogenerazione Lamarmora, Confronto Scenario Ante Operam e Post Operam		
	Ante Operam (Consuntivo 2004)	Post Operam (Scenario di Progetto)
Energia Termica immessa in rete [GWh/a]	882.6	1,150
Energia Elettrica immessa in rete [GWh/a]	416.2	2,229

11.1.3.2 Situazione Complessiva

Nella tabella seguente è riportata la situazione complessiva relativa alla produzione energetica, considerando il contributo delle principali fonti di energia presenti nel territorio comunale, prima e dopo la realizzazione del progetto di ristrutturazione della Centrale Lamarmora.

Situazione Complessiva, Confronto Scenario Ante Operam e Post Operam				
	Ante Operam (Consuntivo 2004)		Post Operam (Scenario di Progetto)	
	EE immessa in rete (GWh)	ET immessa in rete (GWh)	EE immessa in rete (GWh)	ET immessa in rete (GWh)
Cogenerazione Lamarmora	416.2	882.6	2,229	1,150
TU	474.8	394.1	552	591
Caldaie Semplici	-	8.2	-	50
TOTALE	891	1,284.9	2,781	1,791
Volumetria Allacciata alla rete telerisc (Mm ³)	35.2		45.0	

11.2 EMISSIONI IN ATMOSFERA

11.2.1 Situazione Ante Operam

11.2.1.1 CTEC Lamarmora

Nella sottostante tabella si riportano le emissioni totali relative all'intero impianto, per il periodo 1998-2003 (ASM Brescia S.p.A, 2003b; 2004b).

Emissioni Totali CTEC Lamarmora [t]					
	Anno				
	1999	2000	2001	2002	2003
SO₂	1,236	1,352	1,401	1,246	1,435
NO_x	969	1,152	1,104	1,183	1,296
Polveri	20	23	32	23	10

Nella tabella seguente sono inoltre riportati i valori di emissione a consuntivo dell'anno 2004 suddivisi per gruppi (ASM Brescia S.p.A, 2005b).

Cogenerazione Lamarmora, Emissioni Anno 2004 [t]				
	Gruppo 1	Gruppo 2	Gruppo 3	TOT
SO₂	305.8	554.7	576.0	1,436.5
NO_x	109.5	194.8	834.9	1,139.2
Polveri	2.3	2.7	2.8	7.8

11.2.1.2 Situazione Complessiva

Con riferimento all'anno 2004 vengono inoltre riportati i dati consuntivi delle emissioni complessive degli impianti che costituiscono il sistema di teleriscaldamento di Brescia (Centrale Lamarmora, Termoutilizzatore e caldaie semplici).

Emissioni Complessive per l'Anno 2004 [t] (ASM Brescia S.p.A, 2005b)							
	G1	G2	G3	CCGT	TU	Caldaie Semplici	TOT
SO₂	305.8	554.7	576.0	-	22.5	12.7	1,471.7
NO_x	109.5	194.8	834.9	-	293.5	4.5	1,437.2
Polveri	2.3	2.7	2.8	-	1.2	0.1	9.1

11.2.2 Situazione Post Operam

Per valutare l'influenza nello Scenario di Progetto per il sistema produttivo del teleriscaldamento di Brescia sulle emissioni in atmosfera è stato effettuato un bilancio comparativo tra lo Scenario di Progetto e la situazione attuale (consuntivo anno 2004).

Lo Scenario di Progetto è basato sulle previsioni di volumetria servita, calore erogato ed emissioni, alla luce della ristrutturazione della CTEC Lamarmora. In particolare, per il calcolo delle emissioni riferite allo Scenario di Progetto si è fatto riferimento:

- al carico termico da soddisfare per la rete di teleriscaldamento nello Scenario di Progetto pari a 1,791 GWh da immettere in rete;
- alla modalità di funzionamento dell'intero sistema previsto per lo Scenario di Progetto (si veda anche quanto riportato al Paragrafo 6.3.2);
- alle attuali emissioni specifiche, ovvero fattori di emissione, del termoutilizzatore e delle caldaie semplici⁷;
- alla Delibera della Regione Lombardia No. VII/6501 del 19 Ottobre 2001 che impone, per impianti della tipologia del Gruppo 3, una riduzione del limite di emissione per gli NO_x da 650 mg/Nm³ a 200 mg/Nm³ entro il 31 Dicembre 2008;
- ai limiti di legge fissati con DGR No.VII/12467 del 21 Marzo 2003⁸;
- ai valori di progetto per il ciclo combinato.

11.2.2.1 CTEC Lamarmora

Nella tabella seguente è riportata, per la Centrale Lamarmora, l'analisi del bilancio emissivo riferita allo Scenario di Progetto.

⁷ I corrispondenti fattori di emissione sono quelli risultanti dal consuntivo dell'anno 2004.

⁸ Appendice 5 al Piano Energetico Regionale "Criteri e Limiti di Emissione previsti dalla DGR VII/6501 del 19 Ottobre 2001 e Criteri per la Costruzione di Nuove Centrali Termoelettriche indicati nella Comunicazione Regionale del 9 Novembre 2001 e nell'Accordo Stato Regioni del 5 Settembre 2002".

Cogenerazione Lamarmora, Emissioni Stimate per lo Scenario di Progetto [t/a] (ASM Brescia S.p.A, 2005b)					
	Gruppo 1	Gruppo 2	Gruppo 3	CCGT	TOT
SO₂	-	-	464.4	-	464.4
NO_x	-	-	244	330	574.0
Polveri	-	-	2.0	2.2	4.2

11.2.2.2 Situazione Complessiva

Nella tabella seguente si riporta l'analisi del bilancio emissivo complessivo degli impianti che costituiscono il sistema di teleriscaldamento di Brescia riferita allo Scenario di Progetto, conseguente all'intervento di ristrutturazione della Centrale Lamarmora.

Emissioni Complessive Stimate per lo Scenario di Progetto [t/a] (ASM Brescia S.p.A, 2005b)							
	Gruppo 1	Gruppo 2	Gruppo 3	CCGT	TU	Caldaie Semplici	TOT
SO₂	-	-	464.4	0	26.1	12.7	503.2
NO_x	-	-	244.0	330.0	341.2	15.5	930.7
Polveri	-	-	2.0	2.2	1.4	0.4	6.0

11.2.3 **Confronto Ante Operam/ Post Operam**

11.2.3.1 CTEC Lamarmora

Le caratteristiche fisiche e geometriche di emissione della Centrale nella situazione ante e post operam sono le seguenti:

CTEC Lamarmora, Caratteristiche Fisiche Ante Operam			
	U.d.M.	GR1	GR2 + GR3
Camino		1	2
Temperatura uscita fumi	°C	130	102 ⁽¹⁾
Diametro	m	2.6	3.2
Altezza	m	100	100
Portata (in condizioni tal quali al camino)	Nm ³ /h	130,000	465,000 ⁽²⁾

Note:

- (1) La temperatura dei fumi prima del convogliamento nella canna del camino è pari a:

- GR2 = 130 °C
GR3 = 85 °C
- (2) La portata dei fumi prima del convogliamento nella canna del camino è pari a:
GR2 = 175,000 Nm³/h
GR3 = 290,000 Nm³/h

CTEC Lamarmora, Caratteristiche Fisiche Post Operam				
	U.d.M.	Caldaje Semplici 1 e 2	GR3	CCGT
Camino		nuovo (canna 1) ⁽¹⁾	nuovo (canna 2) ⁽¹⁾	nuovo (canna 3) ⁽¹⁾
Temperatura uscita fumi	°C	130	85	105
Diametro canna	m	2.9	2.9	6.5
Altezza	m	120	120	120
Portata (in condizioni tal quali al camino)	Nm ³ /h	146,739	290,000	1,840,000

Nota

- (1) Si tratta di un unico camino che include 3 canne separate.

Come si può notare nella tabella seguente, dove è riportato, per la Centrale Lamarmora, un confronto tra il bilancio emissivo dello scenario attuale (2004) e quello dello Scenario di Progetto, la soluzione che prevede l'installazione del ciclo combinato comporta un miglioramento della situazione.

Cogenerazione Lamarmora, Confronto Ante/Post Operam [t/a]					
Scenario 2004					
	Gruppo 1	Gruppo 2	Gruppo 3	CCGT	TOT
SO₂	305.8	554.7	576.0	-	1,436.5
NO_x	109.5	194.8	834.9	-	1,139.2
Polveri	2.3	2.7	2.8	-	7.8
Scenario di Progetto					
SO₂	-	-	464.4	-	464.4
NO_x	-	-	244.0	330.0	574.0
Polveri	-	-	2.0	2.2	4.2

11.2.3.2 Emissioni Complessive

Nella tabella seguente si riporta il confronto delle emissioni complessive degli impianti che costituiscono il sistema di teleriscaldamento di Brescia tra i due scenari considerati (attuale e di progetto).

Confronto Emissioni Complessive tra Scenario 2004 e Scenario di Progetto [t/a] (Cogenerazione Lamarmora + TU+ Caldaie Semplici)				
	Scenario Attuale	Scenario di Progetto	Differenza	
			[t/a]	[%]
SO ₂	1,471.7	503.2	-968	-66
NO _x	1,437.2	930.7	-506	-35
Polveri	9.1	6.0	-3.1	-34

La differenza è dovuta al fatto che le emissioni dell'impianto a ciclo combinato sono compensate dal minor utilizzo degli altri gruppi della Centrale Lamarmora.

Si noti che tale circostanza è riferita solo al bilancio nel territorio comunale; in realtà a livello globale vi è una ancora più sensibile riduzione delle emissioni, in quanto la maggiore produzione di energia elettrica propria dello scenario con l'impianto a ciclo combinato comporta un significativo risparmio di combustibile e quindi di emissioni in impianti situati al di fuori del Comune di Brescia.

Inoltre, ai fini di un corretto confronto tra lo Scenario di Progetto e la situazione di riferimento del 2004, bisogna considerare che la produzione termica del ciclo combinato sostituisce la produzione delle caldaie domestiche presso gli utenti, con evidente e notevole riduzione delle emissioni.

In particolare considerando che:

- l'incremento di volumetria allacciata fra l'anno 2004 e lo Scenario di Progetto è pari a 9.8 milioni di m³ (si veda quanto riportato al Paragrafo 2.1), dei quali 2.26 milioni di m³ sono attribuibili a conversioni al teleriscaldamento di esistenti edifici, attualmente ancora riscaldati tramite caldaie locali a metano;
- il fabbisogno specifico di calore alle utenze è pari a 33.8 kWh/m³ (valore inferiore del 15% rispetto al fabbisogno specifico immesso in rete di 39.8 kWh/m³, per tenere conto delle perdite di rete);
- il fabbisogno termico complessivo della volumetria trasformata da metano a teleriscaldamento (2.26 Mm³) è pertanto 76.4 GWh;
- i fattori di emissione delle caldaie domestiche alimentate a gas, così come indicato nel SIA per la terza linea del termoutilizzatore, sono pari a 108 mg/kWh di NO_x, 0.36 mg/kWh di polveri,

lo Scenario di Progetto permette di evitare emissioni da caldaie domestiche (sorgenti diffuse) pari a:

Volumetrie allacciate al TLR (Mm ³)	Fabbisogno Termico per Volumetria Trasformata (GWht)	Fattori di Emissioni		Emissioni Evitate	
		NOx (mg/kWht)	Polveri (mg/kWht)	NOx (t/anno)	Polveri (t/anno)
2.26	76.4	108	0.36	8.3	0.03

E così possibile individuare un confronto completo fra il bilancio emissivo dello scenario 2004 e quello dello Scenario di Progetto, tenendo anche conto delle emissioni evitate delle caldaie domestiche, come mostrato nella tabella seguente. Si noti che le emissioni da riscaldamento dei restanti comuni non sono riportate in quanto rimangono invariate tra i due scenari considerati.

Confronto Emissioni Complessive tra Scenario 2004 e Scenario di Progetto [t/a]					
	Sorgente	2004	Scenario di Progetto	Differenza	
				[%]	[t/a]
SO₂	Totale	1,471.7	503.2	-66	-968.5
NO_x	Cogenerazione Lamarmora	1,139.2	574.0		
	TU	293.5	341.2		
	Altre caldaie semplici	4.5	15.5		
	Riscaldamento diffuso (Brescia)	81.7 ⁽¹⁾	73.4		
	Totale	1,518.9	1004.1	-34	-514.8
Polveri	Cogenerazione Lamarmora	7.8	4.2		
	TU	1.2	1.4		
	Altre caldaie semplici	0.1	0.4		
	Riscaldamento diffuso (Brescia)	0.3 ⁽¹⁾	0.27		
	Totale	9.4	6.27	-33	-3.13

Nota:

- (1) Valore calcolato come riportato nello studio della modellizzazione degli inquinanti in atmosfera presentato in Appendice A al Quadro di Riferimento Ambientale del SIA

11.2.4 Anidride Carbonica Evitata e Risparmio Energetico

Il sistema di cogenerazione della Centrale Lamarmora permette di produrre in maniera integrata sia l'energia elettrica sia il calore per la rete di teleriscaldamento, come descritto più ampiamente nel resto del presente studio. Questo sistema di cogenerazione ottimizza il consumo di combustibile, ovvero consente un risparmio di energia primaria, da cui ne deriva una riduzione delle emissioni di anidride carbonica.

Nel futuro scenario produttivo di progetto, oltre al risparmio energetico derivato dalla cogenerazione, ci sarà anche un risparmio energetico derivato dall'introduzione

dell'impianto turbogas in ciclo combinato, avente efficienze energetiche migliori rispetto a quelle attuali.

Si stima che la Centrale Lamarmora, nel futuro scenario produttivo di progetto, consentirà di risparmiare oltre 100,000 tep di energia primaria e consentirà di evitare l'emissione in atmosfera di circa 300,000 tonnellate di anidride carbonica (su base annua).

Questi valori sono ottenuti dal confronto con uno scenario di produzione separata di energia elettrica e calore. I rendimenti degli impianti di produzione semplice di energia elettrica, alternativi al ciclo combinato e al Gruppo 3, sono rispettivamente il valore medio nazionale di impianti termoelettrici a gas naturale e il valore medio nazionale di impianti termoelettrici a combustibile solido (Dati Statistici GRTN 2004).

11.3 EMISSIONI SONORE

Le sorgenti sonore associate all'esercizio della Centrale si possono suddividere in due categorie:

- emissioni legate all'esercizio dell'impianto;
- emissioni prodotte dal traffico di automezzi indotto dall'impianto.

11.3.1 Situazione Ante Operam

Le emissioni sonore durante l'esercizio dell'impianto nella situazione attuale fanno riferimento alla seguenti condizioni di funzionamento:

- assetto invernale:
 - gruppi 1, 2 e 3 in funzione,
 - impianti di trattamento fumi dei tre gruppi in funzione;
 - impianto di depurazione delle acque Dondi in funzione,
 - torre a secco (aerotermi) in esercizio;
- assetto estivo:
 - gruppi 1 e 2 fermi,
 - Gruppo 3 in funzione,
 - impianti di trattamento fumi dei gruppi 1 e 2 fermi,
 - impianto di trattamento fumi del Gruppo 3 in funzione,
 - impianto di depurazione delle acque Dondi in funzione,
 - torre a secco (aerotermi) in esercizio,

- torre evaporativa in esercizio.

Nel periodo 2003-2005 sono state effettuate delle campagne di misurazioni fonometriche volte alla valutazione dell'entità delle emissioni sonore prodotte nell'ambiente esterno durante il normale funzionamento dell'impianto, nella configurazione invernale ed in quella estiva (ASM Brescia, 2001a). I risultati di tali campagne sono sintetizzati e discussi nel Quadro di Riferimento Ambientale del SIA.

Un contributo estremamente ridotto all'inquinamento acustico viene inoltre prodotto dal traffico terrestre (per combustibili, approvvigionamento materiali di consumo e trasporto addetti).

Il numero di mezzi impiegati in entrata ed in uscita dall'impianto è riportato al successivo Paragrafo 11.7. Va sottolineato che i mezzi impiegati, per la pressoché totalità del percorso, interessano la viabilità primaria (tangenziali), rispetto al cui volume di traffico ed alle conseguenti problematiche di rumorosità determinano un'incidenza assai modesta.

11.3.2 Situazione Post Operam

Le principali sorgenti di emissione sonora del nuovo impianto in fase di esercizio e i relativi valori di emissione sono riportati nella tabella seguente ed identificati nella Figura 11.3.

Livelli di Rumore (Potenza Sonora) dei Singoli Componenti del Nuovo Impianto											
Macchinario	No.	Livelli in dB in Banda d'ottava (Hz)									Totale dB(A)
		31	65	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Turbogas (TG)	1	117	119	112	108	105	104	108	103	97	112
Turbina a Vapore (TV)	1	123	117	112	109	111	108	104	103	101	113
Alternatori ⁽¹⁾	2	101	101	101	97	100	98	97	92	83	103
Camera Aspirazione (presa d'aria) TG ⁽²⁾	1	89	89	86	88	87	88	97	88	85	99
Caldaia a Recupero (GVR)	1	141	137	120	111	105	105	101	97	86	115
Camino	1	111	98	94	89	90	80	76	68	64	89
Pompe Alimento GVR ⁽³⁾	1	101	101	99	99	98	98	98	94	90	104
Pompe di Circolazione ⁽⁴⁾	1	90	90	88	88	90	87	87	83	79	93
Pompe Acqua Servizi ⁽⁵⁾	1	85	85	83	83	85	82	82	78	74	88
Condensatore ad Aria	1	105	105	104	99	98	95	90	83	76	100
Torre ad Umido	1	109	107	106	101	99	98	95	90	86	103
Trasformatori di Unità	2	100	109	93	96	98	95	88	80	79	99
Trasformatore Ausiliario	1	79	79	81	80	78	75	72	69	62	80
Stazione Gas Alta Pressione	1		51	53	57	64	72	77	79	76	83
Stazione Gas Media Pressione	1		56	58	63	69	77	82	84	81	88
Compressori Aria ⁽⁶⁾	2	100	100	100	100	99	98	96	94	90	103

Note

- (1) L'alternatore del Turbogas è ubicato adiacente al Turbogas stesso; l'alternatore della turbina a vapore è ubicato adiacente alla turbina a vapore stessa.
- (2) Componente ubicato sopra l'edificio Turbogas.
- (3) Le pompe alimento sono 2, ubicate nell'edificio GVR. Solo una delle due pompe è in funzione, l'altra è di riserva.
- (4) Le pompe di circolazione sono 2, ubicate in prossimità delle torri ad umido. Solo una delle due pompe è in funzione, l'altra è di riserva.
- (5) Le pompe acqua servizi sono 2, ubicate in prossimità delle torri ad umido. Solo una delle due pompe è in funzione, l'altra è di riserva.
- (6) I compressori sono 2, ubicati all'interno dell'edificio TV. Solo uno dei due compressori è in funzione, l'altro è di riserva.

Allo scopo di ridurre le emissioni sonore dovute al funzionamento delle apparecchiature e dei componenti rumorosi, nel progetto è stata posta particolare cura nel posizionamento e nell'orientamento dei componenti che costituiscono le principali fonti di rumore (trasformatore, condensatore ad acqua e ad aria, presa aria del turbogas).

Sono inoltre previsti, nel rispetto della normativa sull'igiene e sicurezza sul lavoro, appositi interventi di insonorizzazione, in particolare:

- le principali macchine (turbine a gas e a vapore, generatori elettrici e loro accessori) verranno inserite in cabinati antirumore, a loro volta inseriti in un unico fabbricato insonorizzato;
- gli edifici TG, TV e HRSG saranno dotati di tamponatura realizzata con pannello metallico fonoassorbente.

Al fine di valutare il contributo del nuovo impianto alla rumorosità ambientale sono state effettuate opportune modellizzazioni, i cui risultati sono sintetizzati nel Quadro di Riferimento Ambientale del SIA.

Analogamente alla situazione ante operam, un contributo estremamente ridotto all'inquinamento acustico viene inoltre prodotto dal traffico terrestre (per combustibili, approvvigionamento materiali di consumo e trasporto addetti).

11.4 PRELIEVI IDRICI

11.4.1 Situazione Ante Operam

Come già indicato al Paragrafo 7.3.3 i prelievi idrici vengono attualmente effettuati dalla rete di distribuzione dell'acquedotto comunale, a sua volta alimentato da pozzi. Presso la Centrale Lamarmora viene prelevata e successivamente trattata anche acqua

destinata al Termoutilizzatore ed alla rete di teleriscaldamento. I principali utilizzi dell'acqua prelevata sono quindi:

- il reintegro della rete del teleriscaldamento;
- il reintegro delle caldaie;
- il reintegro al Termoutilizzatore;
- il reintegro per la preparazione del reagente per la desolfurazione e, in misura minore, per l'umidificazione delle polveri.

In Figura 11.4 è riportato lo schema del bilancio idrico annuale della Centrale nello stato attuale (dati consuntivi del 2004).

Nella tabella successiva sono inoltre elencate le acque in ingresso alla Centrale, le quantità ed i rispettivi usi. I prelievi da acquedotto, per usi civile e industriale, ammontano a 340,000 m³/anno.

Acque in Ingresso alla CTEC Lamarmora Scenario 2004 - Ante Operam (ASM Brescia S.p.A., 2005b)		
Provenienza	Quantità [m³/anno]	Usi/Destinazione
Acquedotto	340,000	<ul style="list-style-type: none">• Civile• Torre evaporativa (uso saltuario)• Preparazione reagenti desolfurazione• Umidificazione ceneri• Antincendio• Varie minori• Impianto demineralizzazione (gruppi CTEC)
Acque meteoriche da aree collettate al trattamento	25,000	Impianto di trattamento
Acque reflue dal Termoutilizzatore	40,000	Impianto di trattamento
Totale	405,000	

11.4.2 Situazione Post Operam

Sulla base dei dati contenuti nei precedenti paragrafi e dei dati relativi agli impianti esistenti è possibile ipotizzare il bilancio idrico annuale relativo all'intera Centrale Lamarmora, nella situazione successiva agli interventi previsti nel presente progetto. Il bilancio idrico post-operam elaborato da ASM è riportato nella Figura 11.5.

Le fonti di approvvigionamento sono le seguenti:

- esistente pozzo Lamarmora 1, situato all'interno dell'impianto, già attualmente asservito alle necessità tecnologiche dell'impianto. Nello scenario di progetto (post operam) tale pozzo sarà esclusivamente dedicato agli usi tecnologici dell'impianto;
- pozzo industriale localizzato a Sud dell'impianto, vicino all'esistente stazione di pompaggio del teleriscaldamento; tale pozzo è in corso di realizzazione ed è già stato autorizzato (autorizzazione della Provincia di Brescia del 12 Ottobre 2005, Registro Atti Dirigenziali No. 3056).

L'approvvigionamento da acquedotto è previsto per le acque igienico-sanitarie e, solo in caso di emergenza, per le acque industriali.

La quantità di prelievo idrico annuale da pozzi ammonta a 632,250 m³/anno.

Nella successiva tabella sono riassunti, con riferimento al bilancio idrico di Figura 11.5, le acque in ingresso alla Centrale, le quantità ed i rispettivi usi.

Acque in Ingresso alla CTEC Lamarmora Scenario di Progetto - Post Operam (ASM Brescia S.p.A., 2005b)		
Provenienza	Quantità [m ³ /anno]	Usi/Destinazione
Pozzi (Lamarmora 1, Pompaggio Sud)	332,000 300,000 250 (Tot. 632,250)	<ul style="list-style-type: none"> • Torre evaporativa (Uso Saltuario) • Preparazione reagenti desolfurazione • Umidificazione ceneri • Antincendio • Varie minori • Impianto demineralizzazione (Gruppo 3 E CCGT) Reintegro torri a umido (solo periodo estivo) Lavaggio compressore turbogas
Acque meteoriche di prima pioggia	10,000	Vasca di prima pioggia
Acque meteoriche da aree collettate al trattamento	19,000	Impianto di trattamento
Acque reflue dal termoutilizzatore	40,000	Impianto di trattamento
Acquedotto	--	Utenze civili
Totale	701,250	

11.4.3 Confronto Ante/Post Operam

Nella tabella seguente è riportato, relativamente ai prelievi idrici, il confronto tra la situazione ante e post operam.

CTEC Lamarmora, Acque In Ingresso Confronto Ante/Post Operam (ASM Brescia S.p.A., 2005b)		
	Ante Operam (Consuntivo 2004) [m³/anno]	Post Operam (Scenario di Progetto) [m³/anno]
Prelievi da pozzi	-	632,250
Prelievi da acquedotto	340,000	-
Acque meteoriche a impianto di trattamento	25,000	19,000
Acque meteoriche a vasca di prima pioggia	-	10,000
Acque reflue TU a impianto di trattamento	40,000	40,000
Totale	405,000	701,250

11.5 SCARICHI IDRICI

11.5.1 Situazione Ante Operam

In Figura 11.4 è riportato il bilancio idrico annuale della Centrale nello stato attuale (dati consuntivi del 2004). Nella successiva tabella sono riassunti, con riferimento la bilancio idrico di cui sopra, la provenienza/tipo delle acque presenti in Centrale, la quantità e la destinazione/recapito finale.

Acque in Uscita dalla CTEC Lamarmora Scenario 2004 - Ante Operam (ASM Brescia S.p.A., 2005b)		
Provenienza/Tipo	Quantità [m³/anno]	Destinazione/Recapito
Torre evaporativa (uso saltuario)	7,000	Corpo idrico superficiale (Garzetta)
Impianto di trattamento	90,000	Corpo idrico superficiale (Guzzetto)
Usi civili	-	Fognatura
<ul style="list-style-type: none"> • Preparazione reagenti desolfurazione • Umidificazione ceneri • Antincendio • Varie minori • CTEC (parte sfiati, atomizzazione nafta) 	108,000	Camino, camion ceneri, etc.
<ul style="list-style-type: none"> • Impianto di demineralizzazione • CTEC (recupero spurghi continui e parte sfiati) 	110,000	Reintegro demi al teleriscaldamento
Impianto di demineralizzazione	70,000	Reintegro demi al termoutilizzatore
Impianto di trattamento	20,000	Termoutilizzatore
Totale	405,000	

Come accennato al Paragrafo 7.3.3.2 la Centrale è stata recentemente autorizzata (Provvedimento No. 2948 del 14 Settembre 2004) dalla Provincia di Brescia allo scarico in corpo idrico superficiale. In particolare vengono attualmente scaricate:

- **nel corpo idrico superficiale “Vaso Guzzetto”**: acque reflue industriali derivanti dall'impianto di trattamento acque Dondi (circa 90,000 m³/anno, consuntivo 2004);
- **nel corpo idrico superficiale “Vaso Garzetta – S. Zeno ”**: acque provenienti dallo spurgo della torre evaporativa della Centrale (circa 7,000 m³/anno, consuntivo 2004).

Le acque reflue domestiche e parte delle acque meteoriche decadenti dalla CTE Lamarmora vengono raccolte in una rete fognaria mista interna ed inviate alla pubblica fognatura di Via Ziziola dove vengono convogliate anche le acque provenienti dai servizi igienici del Termoutilizzatore.

11.5.2 Situazione Post Operam

Nella Figura 8.2 è riportato lo schema del bilancio idrico del nuovo impianto a ciclo combinato. Come si può vedere dallo schema:

- l'acqua sanitaria va scaricata direttamente in fogna;
- l'acqua meteorica proveniente dai tetti e dalle aree di traffico, previa separazione delle acque di prima pioggia (inviata alla vasca di neutralizzazione) è inviata in corpo idrico superficiale;
- l'acqua di lavaggio del turbogas e della caldaia viene inviata in un'apposita vasca e di qui caricata su autobotti e inviata all'esterno. Il consumo annuo di acqua per questi lavaggi è di circa 250 m³. La capacità di stoccaggio è di circa 50 m³;
- le acque con carico chimico, quali le acque provenienti dalla rigenerazione delle resine (sistema esistente), sono inviate all'esistente trattamento;
- le acque di scarico provenienti dal sistema drenaggi del ciclo termico delle tubazioni vapore e dal blow-down della caldaia vengono, dopo essere state raffreddate, inviate alla vasca di neutralizzazione o, in alternativa, inviate al serbatoio dell'acqua del teleriscaldamento

- le acque potenzialmente inquinate da olio, provenienti dal sistema di drenaggio dei pavimenti, vengono trattate in un sistema che funziona da separatore API, avente una capacità di circa 200 m³. La separazione finale è fatta con un separatore a lamelle. L'olio viene raccolto in un serbatoio per essere avviato allo smaltimento. Eventuali fanghi che si dovessero raccogliere sul fondo del sistema di separazione potranno essere rimossi ed avviati a smaltimento;
- le acque provenienti dal blow-down delle torri di raffreddamento saranno scaricate in fogna.

Considerando anche le esistenti utenze di Centrale che continueranno a rimanere in essere anche nello Scenario di Progetto (principalmente il Gruppo 3) è possibile individuare i seguenti scarichi (si veda la Figura 11.5):

- scarico in corpo idrico superficiale (esistente), già autorizzato con Provvedimento della Provincia di Brescia No. 2948 del 14 Settembre 2004; tali reflui rispettano i limiti di cui alla Tabella 3 dell'Allegato 5 del D.Lgs.152/99 (e successive modifiche ed integrazioni);
- scarico in fognatura; tali reflui rispettano i limiti di cui alla Tabella 3 dell'Allegato 5 del D.Lgs.152/99 (e successive modifiche ed integrazioni);
- rilasci in atmosfera: le nuove torri evaporative rilasciano in atmosfera vapore acqueo per l'effetto di evaporazione e trascinamento del vento (solo in periodo estivo quando è previsto il funzionamento del sistema di condensazione ad acqua);
- camino: l'acqua utilizzata per la preparazione della soluzione di desolfurazione (trattamento fumi Gruppo 3) vaporizza nel trattamento ed è quindi evacuata insieme ai fumi al camino come vapore acqueo;
- varie minori: uno scarico minore è rappresentato dall'acqua utilizzata per l'umidificazione ceneri durante la fase di scarico su camion, per l'avvio allo smaltimento. Un altro scarico minore è rappresentato dagli sfiati di caldaia, rilasciati in atmosfera come vapore acqueo.

I quantitativi annuali degli scarichi idrici di tutta la Centrale sono sintetizzati nella tabella seguente.

Acque in Uscita dalla CTEC Lamarmora Scenario di Progetto - Post Operam (ASM Brescia S.p.A., 2005b)		
Provenienza/Tipo	Quantità [m³/anno]	Destinazione/Recapito
<ul style="list-style-type: none"> • Vasca di Prima Pioggia • Impianto di trattamento 	95,000	Corpo idrico superficiale
Usi civili	-	Fognatura
Blow-down torri a umido (solo periodo estivo)	141,000	Fognatura
Perdite per evaporazione e trascinamento torri a umido (solo periodo estivo)	200,000	Atmosfera
<ul style="list-style-type: none"> • Preparazione reagenti desolfurazione • Umidificazione ceneri • Antincendio • Varie minori • Gruppo 3 (parte sfiati, atomizzazione nafta) 	65,000	Camino, camion ceneri, etc.
<ul style="list-style-type: none"> • Impianto di demineralizzazione • Gruppo 3 (recupero spurghi continui e parte sfiati) 	110,000	Reintegro demi al teleriscaldamento
Impianto di demineralizzazione	70,000	Reintegro demi al termoutilizzatore
Impianto di trattamento	20,000	Termoutilizzatore
Vasca raccolta lavaggio TG	250	Camion
Totale	701,250	

11.5.3 Confronto Ante/Post Operam

Nella tabella seguente è riportato, relativamente agli scarichi idrici, il confronto tra la situazione ante e post operam.

CTEC Lamarmora, Scarichi Idrici Confronto Ante/Post Operam (ASM Brescia S.p.A., 2005b)		
Destinazione/Recapito	Ante Operam (Consuntivo 2004) [m³/anno]	Post Operam (Scenario di Progetto) [m³/anno]
Corpo idrico superficiale	90,000 da impianto di trattamento	95,000 (da impianto di trattamento e vasca di prima pioggia)
	7,000 da torre evaporativa (saltuario)	
	Tot: 97,000	
Fognatura	-- (usi civili)	141,000 (Blow-down torri a umido, solo in periodo estivo)
Atmosfera	--	200,000 (evaporazione e trascinalimento torri a umido, solo in periodo estivo)
Reintegro demi al teleriscaldamento	110,000	110,000
Reintegro demi al TU	70,000	70,000
Termoutilizzatore	20,000	20,000
Camino, camion ceneri, etc.	108,000	65,250
TOTALE	405,000	701,250

11.6 CONSUMI E MATERIE PRIME

11.6.1 Situazione Ante Operam

Nella tabella seguente sono riportati, per il periodo 1998-2003, i dati relativi ai consumi dei combustibili utilizzati dall'impianto (ASM Brescia S.p.A., 2003b; 2004b).

CTEC Lamarmora, Quantitativi di Combustibili Utilizzati						
	Anno					
	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Cogenerazione						
Carbone [t]	131,170	172,904	153,097	171,177	191,215	155,907
Metano [kNm ³]	16,094	5,771	2,171	1,698	1,444	1,609
OCD [t]	43,228	36,959	46,168	37,850	46,014	46,444
Termica Semplice						
Metano [kNm ³]	274	536	534	518	230	145

Nella tabella seguente si riportano, relativamente al periodo 1998-2003, i consumi dei reagenti utilizzati dall'impianto (ASM Brescia S.p.A, 2003b; 2004b).

Reagenti Utilizzati nel Processo Produttivo della CTEC Lamarmora							
Reagenti	U.d.M.	Anno					
		1999	2000	2001	2002	2003	2004
Calce	t	3,381	3,638	4,179	3,198	3,256	2,523
Acido Cloridrico ⁽¹⁾	t	57	54	67	60	61	64
Soda ⁽¹⁾	t	35	32	35	34	33	36
Altri ⁽²⁾	t	246	15	25	20	32	32

Note:

- (1) Quantitativi prodotti proporzionalmente ai consumi diretti.
 (2) Sotto la voce altri reagenti rientrano:
- ossido di magnesio, utilizzato come additivo dell'OCD,
 - deossigenante/alcalinizzante, utilizzato come additivo per caldaie,
 - disperdente, utilizzato come additivo alla torre evaporativa,
 - anticorrosivo, utilizzato come additivo al ciclo chiuso della Centrale.

Per quanto riguarda infine il personale impiegato, la Centrale Lamarmora dispone di circa 70 persone, di cui 45 addette alle attività di produzione (a tempo pieno in turni continui avvicendati), e 25 addette alle attività di manutenzione e supporto all'esercizio (in orario di lavoro diurno). Inoltre in alcuni periodi dell'anno la Centrale Lamarmora ricorre a personale esterno in numero variabile dalle 15 alle 35 unità.

11.6.2 Situazione Post Operam

Nelle successive tabelle sono indicati i quantitativi di combustibili, i quantitativi di reagenti, le risorse che si prevede verranno utilizzate nello scenario futuro, a seguito degli interventi di ristrutturazione della Centrale.

CTEC Lamarmora, Combustibili Utilizzati, Scenario di Progetto					
	G1	G2	G3	CCGT	TOT
Carbone [t]	-	-	112,000	--	112,000
Metano [kNm ³]	-	-	1,100	412,000	413,100
OCD [t]	-	-	-	-	-

CTEC Lamarmora, Reagenti Utilizzati, Scenario di Progetto	
REAGENTI	TOTALE
Calce [t]	1,900
Acido Cloridrico [t]	64
Soda [t]	36
Soluzione ammoniacale [t]	1,100
Altri ⁽¹⁾ [t]	100

Nota:

- (1) Deossigenante/alcalinizzante, disperdente, anticorrosivo, acido solforico per regolazione pH.

11.6.3 Confronto Ante/Post Operam

Nelle tabelle seguenti sono riportati, relativamente agli combustibili, ai reagenti ed alle risorse utilizzate, il confronto tra la situazione ante e post operam.

CTEC Lamarmora, Combustibili Utilizzati - Confronto Ante/Post Operam		
	Ante Operam (Consuntivo 2004)	Post Operam (Scenario di Progetto)
Carbone [t]	155,907	112,000
Metano [kNm ³]	1,609	413,100
OCD [t]	46,444	-

CTEC Lamarmora, Reagenti Utilizzati - Confronto Ante/Post Operam		
	Ante Operam (Consuntivo 2004)	Post Operam (Scenario di Progetto)
Calce [t]	2,523	1,900
Acido Cloridrico [t]	64	64
Soda [t]	36	36
Altri ⁽¹⁾ [t]	32	1,200 ⁽²⁾

Nota:

- (1) Deossigenante/alcalinizzante, disperdente, anticorrosivo, acido solforico per regolazione pH.
(2) Compresa soluzione ammoniacale

11.7 PRODUZIONE DI RIFIUTI

11.7.1 Situazione Ante Operam

Le tipologie di rifiuti prodotti durante le attività di esercizio della Centrale nell'assetto attuale sono (si veda anche quanto riportato al Paragrafo 7.3.4):

- rifiuti speciali non pericolosi: ceneri da carbone, residuo di desolforazione, fanghi di depurazione;
- rifiuti assimilabili agli urbani: foglie, carta, imballaggi;
- rifiuti speciali pericolosi: morchie oleose.

I rifiuti prodotti vengono stoccati e quindi smaltiti secondo le prescrizioni delle normative vigenti.

Nella sottostante tabella si riportano le quantità di rifiuti prodotti annualmente dalla Centrale tra il 1998 ed il 2003, suddivisi in funzione della tipologia di rifiuto (ASM Brescia S.p.A, 2003b; 2004b).

Produzione di Rifiuti della CTEC Lamarmora (fonte: dati elaborati per la dichiarazione annuale MUD)							
Classificazione	Tipologia	Anno					
		1999	2000	2001	2002	2003	2004
Pericolosi [t]	Oli Esausti	2.90	10.90	2.80	2.53	3.70	2.5
	Altri ⁽¹⁾	5.90	8.20	20.40	1.63	28.0	25.8
Non pericolosi [t]	Totale Ceneri Carbone	12,931	14,421	11,520	13,498	14,273	12,796.1
	Residuo Desolforatore	7,676	8,252	8,461	6,473	7,548	6,642.7
	Altri ⁽²⁾	232.7	224.6	265.5	122.4	224.0	307.7
Totale generale pericolosi e non [t]		20,849	22,916	20,270	20,097	22,077	19,774.8

Note:

- (1) Altri rifiuti pericolosi: morchie oleose
(2) Altri rifiuti non pericolosi: fanghi e RSAU

Nella tabella di seguito riportata sono evidenziate le quantità di rifiuti recuperati annualmente, tra il 1998 ed il 2003 (ASM Brescia S.p.A, 2003b; 2004b).

Rifiuti Prodotti dalla CTEC Lamarmora Inviati a Recupero							
		Anno					
		1999	2000	2001	2002	2003	2004
Rifiuti recuperati [t]	Ceneri Carbone	8,270	14,421	11,520	13,498	14,273	12,796.1
	Residuo Desolforazione	3,949	8,252	8,461	6,473	7,188	5,727
Materiale reintegrato nel processo [t]	Ceneri da OCD	130	111	140	117	138	139

11.7.2 Situazione Post Operam

Nella successiva tabella sono indicati i quantitativi di rifiuti che si prevede verranno generati nello Scenario di Progetto, a seguito degli interventi di ristrutturazione della Centrale.

CTEC Lamarmora, Rifiuti Prodotti, Scenario di Progetto (ASM Brescia S.p.A, 2005a)	
Pericolosi [t]	4.5
Non pericolosi [t]	14,300
TOTALE [t]	14,304.5

Le tipologie di rifiuti prodotti durante le attività di esercizio del nuovo impianto a ciclo combinato saranno:

- oli esausti;
- residui provenienti dalla pulizia periodica dei sistemi di filtrazione degli oli;
- oli e morchie provenienti dagli impianti di disoleazione;
- residui solidi della pulizia e sostituzione dei filtri per l'aria;
- rifiuti provenienti dalla normale attività di pulizia e manutenzione, come stracci, coibentazioni, etc.

Tutti i rifiuti prodotti dalla Centrale verranno sempre smaltiti e gestiti secondo le indicazioni previste dalla normativa vigente.

11.7.3 Confronto Ante/Post Operam

Nella tabella seguente è riportato, relativamente ai rifiuti prodotti, il confronto tra la situazione ante e post operam.

CTEC Lamarmora, Rifiuti Prodotti - Confronto Ante/Post Operam		
	Ante Operam (Consuntivo 2004)	Post Operam (Scenario di Progetto)
Pericolosi [t]	28.3	4.5
Non pericolosi [t]	19,746.5	14,300
Totale generale pericolosi e non [t]	19,774.8	14,304.5

Il progetto di ristrutturazione della Centrale comporterà una riduzione di circa il 28% dei rifiuti prodotti.

11.8 TRAFFICO

11.8.1 Situazione Ante Operam

Il traffico indotto dalla presenza della Centrale è attualmente dovuto a (si veda anche quanto riportato al Paragrafo 7.3.6):

- approvvigionamento combustibili: carbone⁹ e olio combustibile¹⁰;
- approvvigionamento reagenti: in massima parte calce per il desolfatore;
- trasporto rifiuti a recupero e/o smaltimento.

Il flusso degli automezzi è stimato pari a circa 600 automezzi al mese con punte di circa 50 mezzi al giorno durante i mesi invernali, nei quali la Centrale funziona a carico elevato per soddisfare la richiesta di calore.

In particolare nella tabella seguente sono sintetizzati i mezzi in ingresso ed in uscita dalla Centrale allo stato attuale (dati consuntivi 2004).

⁹ Mediamente circa il 35% del carbone è trasportato su strada (ciò corrisponde ad un traffico di circa 2,000 automezzi l'anno) e circa il 65% su ferrovia (ciò corrisponde all'impiego di circa 1,000 vagoni e 2,800 containers).

¹⁰ L'olio combustibile denso (OCD) viene trasportato tramite automezzi (circa 1,600 mezzi all'anno).

CTEC Lamarmora, Traffici Indotti – Situazione Ante Operam (consuntivo 2004) (dati consuntivi 2004)		
	Trasporto su Strada (mezzi/anno)	Trasporto tramite Ferrovia (containers/anno)
Mezzi in Ingresso		
- <i>approvvigionamento carbone</i>	2,000	2,800
- <i>approvvigionamento OCD</i>	1,600	-
- <i>approvvigionamento reagenti⁽¹⁾</i>	124	-
Totale	3,724	2,800
Mezzi in Uscita		
- <i>trasporto rifiuti</i>	900	-
Totale	900	-

Note:

- (1) La quantità indicata rappresenta il numero di mezzi utilizzati per il trasporto della calce utilizzata nella Centrale Lamarmora e per il trasporto di reagenti chimici necessari alla produzione di acqua demineralizzata utilizzata negli impianti della Centrale Lamarmora e del Termoutilizzatore.

11.8.2 Situazione Post Operam

In seguito alla ristrutturazione della Centrale, i traffici indotti saranno i seguenti:

CTEC Lamarmora, Traffici Indotti – Situazione Post Operam		
	Trasporto su Strada (mezzi/anno)	Trasporto tramite Ferrovia (containers/anno)
Mezzi in Ingresso		
- <i>approvvigionamento carbone</i>	1,300	2,500
- <i>approvvigionamento OCD</i>	-	-
- <i>approvvigionamento reagenti</i>	104	-
Totale	1,404	2,500
Mezzi in Uscita		
- <i>trasporto rifiuti</i>	680	-
Totale	680	-

11.8.3 Confronto Ante/Post Operam

Nella tabella seguente è riportato, relativamente ai traffici indotti, il confronto tra la situazione ante e post operam.

CTEC Lamarmora, Traffici Indotti - Confronto Ante/Post Operam		
	Ante Operam (consuntivo 2004)	Post Operam (Scenario di Progetto)
Mezzi in Ingresso		
- <i>su strada</i>	<i>3,724</i>	<i>1,404</i>
- <i>su ferrovia</i>	<i>2,800</i>	<i>2,500</i>
Mezzi in Uscita	900	680
TOTALE	7,424	4,584

12 PROVVEDIMENTI PROGETTUALI PER LA MITIGAZIONE DELL'IMPATTO

12.1 MISURE DI OTTIMIZZAZIONE E CONTENIMENTO DEGLI IMPATTI

Al fine di ottimizzare l'inserimento delle nuove opere si è tenuto conto di due aspetti principali:

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

Nel corso della descrizione del progetto di ristrutturazione della Centrale riportata nei capitoli precedenti sono stati messi in evidenza i criteri e le scelte 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.

In considerazione del tipo di impianto in esame, le scelte di base hanno interessato sostanzialmente gli aspetti esaminati nel seguito:

- contenimento delle emissioni di inquinanti in atmosfera;
- contenimento delle emissioni sonore e delle vibrazioni;
- contenimento dell'inquinamento luminoso;
- ottimale inserimento paesaggistico;
- adozione di sistemi per la prevenzione della contaminazione del terreno.

Il progetto che si intende realizzare consegue i massimi rendimenti e le minime emissioni di inquinanti, utilizzando le più avanzate tecnologie oggi disponibili. Grazie alle scelte progettuali previste, l'impianto, a seguito degli interventi di ristrutturazione progettati, si distinguerà per le ottime caratteristiche di compatibilità ambientale che possono essere così riassunte:

- limitata produzione d'inquinanti;
- impatto acustico contenuto;
- gradevole aspetto architettonico.

12.1.1 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.

Come meglio illustrato al Paragrafo 8.1.4.1, a cui si rimanda per maggiori dettagli, il nuovo impianto sarà dotato di bruciatori della tipologia Dry-Low-NO_x (DNL) in grado di garantire emissioni di NO_x estremamente contenute, non superiori a 30 mg/Nm³ (gas secchi, 15% O₂), che rappresentano la migliore tecnologia ad oggi disponibile.

12.1.2 Contenimento delle Emissioni Sonore e delle Vibrazioni

Al fine di contenere le emissioni sonore e rispettare i limiti indicati dalla legislazione vigente durante il funzionamento della Centrale nella configurazione futura, nel progetto del nuovo impianto a ciclo combinato 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.

La tamponatura esterna dell'edificio principale sarà realizzata con pannello metallico fonoassorbente e fonoisolante. Le caratteristiche di questo pannello (spessore, forature etc.) sono atte a soddisfare le esigenze di abbattimento del rumore, in accordo a quanto richiesto dalla normativa vigente in materia.

I livelli di rumore previsti saranno uno dei requisiti tecnici dell'ordine di acquisto, ogni fornitore dovrà garantire tali valori 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. Nell'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.

Per quanto riguarda le vibrazioni occorre evidenziare che i sistemi di protezione impiegati provocano automaticamente l'arresto delle macchine quando il livello di vibrazione trasmesso alle parti fisse superi una soglia ben definita, dipendente dalle caratteristiche della macchina stessa. Detti livelli di intervento delle protezioni sono molto bassi e comunque impercettibili per le strutture ed il suolo su cui insiste l'impianto.

12.1.3 Contenimento dell'Inquinamento Luminoso

L'illuminazione esterna degli edifici e dei piazzali verrà realizzata in modo da contenere al minimo le zone illuminate, da evitare l'abbagliamento ed in generale in modo da evitare disturbo al pubblico, ai vicini ed alla circolazione stradale. Quanto sopra sarà realizzato nel rispetto dei requisiti di sicurezza per il personale operativo.

Ove possibile, saranno utilizzati corpi illuminanti a basso consumo energetico. Per le zone non presidiate in continuo verranno adottati dispositivi automatici che mantengano l'illuminazione solo per il tempo strettamente necessario.

Verranno inoltre installati dispositivi automatici che tengano in funzione l'illuminazione esterna solo quando l'illuminazione naturale sia insufficiente.

12.1.4 Ottimizzazione del Progetto Architettonico

L'aspetto estetico e l'inserimento del nuovo impianto all'interno del perimetro della Centrale 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, compatibilmente con i vincoli stabiliti dalla normativa di sicurezza e con le esigenze d'efficienza e funzionalità dell'impianto produttivo.

Nell'area immediatamente ad Est della Centrale verrà inoltre realizzata un'ampia superficie sistemata a verde, con il duplice scopo di migliorare l'inserimento paesaggistico e di creare una fascia di protezione nei riguardi delle zone abitate.

12.1.5 Sistemi per la Prevenzione della Contaminazione del Terreno

Per quei fluidi o quelle sostanze il cui rilascio possa provocare danni all'ambiente, verranno adottati idonei provvedimenti per evitare che detto rilascio non avvenga o venga ridotto al minimo.

Le apparecchiature contenenti oli di lubrificazione e gli additivi chimici utilizzati nel processo (trattamento acque) verranno posti in locali chiusi. Le acque di lavaggio della turbina a gas e gli eventuali sversamenti accidentali degli oli dei trasformatori e degli oli di lubrificazione della turbina a gas e della turbina a vapore verranno raccolti in apposite vasche di accumulo per poi essere scaricati tramite automezzi e smaltiti in impianti autorizzati secondo quanto previsto dalla normativa vigente.

I serbatoi contenenti prodotti potenzialmente contaminanti 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 del nuovo impianto risulterà quindi estremamente limitato sia per le basse quantità utilizzate sia per le misure preventive adottate.

Le sostanze che verranno utilizzate saranno le seguenti:

- acqua e vapore d'acqua demineralizzata;
- acqua grezza trattata;
- gas naturale;
- olio lubrificante;
- olio per trasformatori;
- acido cloridrico;
- soda caustica;
- reagenti chimici per acqua alimento;
- gas tipo freon per impianti di condizionamento;
- acido solforico;
- ammoniaca.

Per i fluidi nocivi verranno adottati i provvedimenti riportati nel seguito.

12.1.5.1 Gas Naturale

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.

12.1.5.2 Olio Lubrificante

L'olio lubrificante è impiegato in notevoli quantità nell'impianto per la lubrificazione di turbina a gas, turbina a vapore, generatori elettrici. La quantità totale di olio presente nell'impianto è di circa 30,000 l.

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 separato dagli altri sistemi di drenaggio ed è inviato ad un sistema centralizzato di trattamento delle acque oleose;
- gli sfoghi aria dei serbatoi passano attraverso idonei separatori che impediscono di disperdere in atmosfera i vapori di olio.

12.1.5.3 Olio per Trasformatori

I trasformatori principali della centrale (trasformatori elevatori e di unità) sono isolati mediante olio, che separa gli avvolgimenti dall'involucro esterno.

Per evitare che la rottura dell'involucro provochi la dispersione dell'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.

12.1.5.4 Acido Cloridrico

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. L'acido cloridrico è contenuto in un serbatoio metallico della capacità di circa 6 m³.

Il serbatoio insiste su un bacino di contenimento in calcestruzzo protetto con resine antiacide. Il bacino ha capacità adeguata contenere l'acido in caso di rottura del serbatoio. Il bacino è collegato direttamente con la vasca di neutralizzazione dell'impianto.

12.1.5.5 Soda Caustica

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. La soda è contenuta in un serbatoio della capacità di circa 6 m³.

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.

12.1.5.6 Reagenti per il Condizionamento dell'Acqua Alimento Caldaia

Le sostanze chimiche usate per il condizionamento dell'acqua di caldaia vengono fornite in forma di polvere o 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 la vasca di neutralizzazione.

12.1.5.7 Gas per Impianto di Condizionamento

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

12.1.5.8 Acido Solforico

L'acido solforico potrà essere utilizzato per la regolazione e il mantenimento del pH ottimale nell'acqua della torre evaporativa.

12.1.5.9 Ammoniaca

La soluzione di ammoniaca è utilizzata nel sistema nuovo sistema DeNOx del Gruppo 3, come descritto nel Progetto di Base (ASM Brescia S.p.A., 2005b).

12.2 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 opere connesse (elettrودotto in cavo e metanodotto).

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

12.2.1 Dismissione della Centrale

Il programma di bonifica e ripristino ambientale a fine esercizio prevede la rimozione della Centrale ed il recupero della zona con l'obiettivo di creare le condizioni che permettano, in un tempo ragionevole, il ripristino delle condizioni antecedenti all'installazione dell'opera.

Dal punto di vista ambientale, è necessario sottolineare che la durata di tali operazioni sarà tale da che le stesse non risulteranno di impatto significativo.

Nel seguito vengono sinteticamente descritte le operazioni necessarie per il ripristino dell'area interessata dall'opera. In particolare si prevedono le seguenti operazioni:

- Prima Fase:
 - sospensione dell'esercizio della Centrale,
 - messa in sicurezza degli impianti;
- Seconda Fase:
 - smantellamento e/o recupero degli impianti e strutture presenti,
 - demolizione degli edifici e delle strutture presenti,
 - rimozione dei materiali di risulta;
- Terza Fase:
 - ripristino dell'area.

12.2.1.1 Prima Fase

Prima di procedere con la demolizione dell'impianto e delle opere civili, sarà necessario isolare i macchinari disattivando le alimentazioni elettriche e scollegando i cavi in uscita dalle cabine.

Successivamente si potrà procedere con la pulizia dei macchinari. In particolare, l'olio e ogni altro residuo contenuto nelle apparecchiature e nei serbatoi sarà recuperato e smaltito in accordo alle normative.

12.2.1.2 Seconda Fase

Lo smantellamento delle strutture avverrà gradualmente e in maniera tale da poter ottimizzare le possibilità di recupero dei materiali, ove sia possibile.

Le apparecchiature che dovessero superare le dimensioni trasportabili verranno sezionate a terra dopo lo smontaggio con idonei mezzi di sollevamento.

Le fondazioni di modeste dimensioni potranno essere asportate intere, mentre le pavimentazioni e i muri liberi potranno essere demoliti con maglio o ripper.

Per le strutture in elevazione si potranno adoperare il maglio, il martello idraulico e la demolizione per tiro/spinta.

Per le reti interrate, i pozzetti e le vasche, si procederà mediante trincea provvedendo al taglio e all'asportazione di tronchi di rete per pezzi.

12.2.1.3 Terza Fase

Completati i lavori di demolizione, si dovrà rendere l'area pulita, livellata e riportata al suo stato originale, pronta per poter essere, eventualmente, utilizzata per altre iniziative.

12.2.2 Dismissione dell'Elettrodotto

Le operazioni necessarie per la dismissione della linea di collegamento (totalmente in cavo interrato) tra la Centrale e la rete di trasmissione nazionale, possono essere sintetizzate come segue:

- sospensione dell'esercizio dell'elettrodotto;

- scollegamento e rimozione dei componenti elettrici;
- demolizione delle strutture connesse;
- rimozione dei materiali di risulta delle demolizioni;
- pulizia, livellamento e ripristino delle aree interessate dalla linea.

12.2.3 Dismissione del Metanodotto

Le operazioni che verranno condotte a fine esercizio per il ripristino dell'area interessata dal metanodotto di allacciamento al metanodotto in progetto denominato "Potenziamento metanodotto Carpendolo-Nave" sono, in sintesi, descritte nel seguito:

- sospensione dell'esercizio del metanodotto;
- smantellamento e/o recupero degli impianti e strutture connesse;
- ripristino dell'area.

13 GESTIONE DELLE EMERGENZE

13.1 GENERALITÀ

La Centrale di cogenerazione Lamarmora è stata progettata e realizzata con criteri tali da assicurare il funzionamento in sicurezza dell'impianto anche in presenza di guasti o malfunzionamenti.

In particolare, in ottemperanza agli obblighi previsti dal D.Lgs. 626/1994 e secondo le modalità previste dal DM 10 Marzo 1998, sono stati predisposte procedure che definiscono:

- progettazione e realizzazione di un piano di emergenza, periodicamente messo in atto e sottoposto a verifica;
- modalità per la valutazione dei rischi d'incendio, al fine di adottare tutte le misure necessarie per la prevenzione incendi e l'evacuazione dei lavoratori.

La gestione di eventuali situazioni di emergenza all'interno Centrale è stata pianificata nel documento "*Piano di Emergenza della Centrale Lamarmora*", di cui è riportata in seguito una sintesi, redatto da ASM Brescia secondo le indicazioni fornite dal DM 10 Marzo 1998 (ASM Brescia, 2003c).

Il Piano di Emergenza è composto da numerose schede di intervento, che prendono in esame gli "ipotetici" eventi che possono causare una situazione di emergenza e che sono stati desunti dalle analisi dei rischi effettuate sugli impianti dell'area industriale della CTEC Lamarmora.

Grazie ai criteri adottati nella realizzazione degli impianti e nelle misure predisposte per la gestione degli stessi, gli incidenti presi in considerazione hanno una bassa probabilità di accadimento. Tuttavia sono state esaminate e previste le varie casistiche, in particolare predisponendo le modalità di gestione delle emergenze al fine di minimizzare gli eventuali impatti ambientali che tali operazioni possono causare. Per alcune delle schede di emergenza inoltre è prevista una "Prova Pratica di Collaudo" che viene periodicamente eseguita.

La Squadra d'Emergenza è costituita da un certo numero di addetti appositamente nominati, che ogni due anni si sottopongono ad un corso di aggiornamento antincendio.

Gli impianti e le attrezzature antincendio ubicati presso la centrale Lamarmora sono, secondo le normative vigenti, soggetti a "sorveglianza" e "verifiche periodiche" con frequenza minima semestrale (ASM Brescia S.p.A, 2003b).

In ottemperanza a quanto contenuto nel DM 10 Marzo 1998 il personale addetto all'esercizio degli impianti provvede periodicamente a verificare che le attrezzature e gli impianti antincendio siano nelle normali condizioni operative, siano facilmente accessibili e non presentino danni materiali.

13.2 NUOVO IMPIANTO A CICLO COMBINATO

A seguito della ristrutturazione della Centrale si procederà all'adeguamento del Piano di Emergenza e delle misure di prevenzione e protezione.

Nel seguito sono descritti i principali malfunzionamenti del nuovo impianto a ciclo combinato e le loro conseguenze. Questi sono essenzialmente dovuti a:

- indisponibilità o avarie delle forniture di funzionamento;
- fermate o malfunzionamenti di componenti o sistemi d'impianto;
- transitori dovuti da aumenti di pressione e/o temperatura.

13.2.1.1 Indisponibilità o Avarie nelle Forniture di Funzionamento

L'esercizio dell'impianto richiede essenzialmente la fornitura dei seguenti materiali:

- il combustibile gas naturale;
- l'acqua grezza;
- l'acqua demineralizzata;
- l'acqua di alimento caldaia;
- l'energia elettrica.

Mancanza del Combustibile

Nel caso che la fornitura di gas naturale venga interrotta, la turbina a gas viene automaticamente arrestata e l'impianto è posto fuori servizio.

Mancanza dell'Acqua Grezza

L'acqua grezza necessaria per il funzionamento della centrale viene prodotta prelevando acqua dai pozzi disponibile in zona Lamarmora.

La maggior parte dell'acqua richiesta viene utilizzata come acqua di reintegro per il sistema di raffreddamento tramite torri ad umido, operativo solo nel periodo estivo.

L'acqua utilizzata nel ciclo termico viene demineralizzata tramite impianto esistente e stoccata in due serbatoi esistenti, ciascuno della capacità di 150 m³.

Al sistema antincendio è dedicato un serbatoio ad hoc, della capacità di 1,000 m³. Questa capacità è sempre disponibile per il servizio antincendio.

L'acqua grezza può essere indisponibile per due motivi:

- indisponibilità dell'acqua di pozzo, dovuta ad eventi naturali o accidentali;
- avarie nel sistema di pompaggio

In caso di indisponibilità dell'acqua di pozzo, è previsto un reintegro dell'acqua richiesta dal ciclo termico tramite acqua dell'acquedotto. Non è invece previsto un reintegro tramite acquedotto dell'acqua del sistema di raffreddamento delle torri ad umido: queste pertanto dovranno essere poste fuori servizio ed il vapore scaricato dalla turbina dovrà essere condensato tramite il solo condensatore ad aria.

Mancanza di Produzione di Acqua Demineralizzata

L'acqua demineralizzata è usata essenzialmente come acqua di reintegro del ciclo vapore, per compensare le perdite dovute al blow-down.

In caso di completa indisponibilità dell'impianto di produzione di acqua demi, l'alimentazione all'impianto viene mantenuta dai serbatoi dell'acqua demi. La durata del funzionamento in questo assetto dipende dalla potenza erogata e dalle condizioni dell'impianto.

La capacità totale dei quattro serbatoi è di 600 m³. Questa riserva consente il funzionamento dell'impianto a piena potenza per circa 150 ore, nel caso che il condensatore non abbia perdite.

Nel caso invece che abbia una piccola perdita, cioè che consenta di controllare la qualità dell'acqua di caldaia con un blow-down inferiore al 3% della produzione di vapore, la riserva consente di funzionare alla piena potenza per circa 50 ore.

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

Mancanza di Acqua d'Alimento Caldaia

In caso di mancanza di acqua d'alimento, il livello del corpo cilindrico coinvolto scende; quando si raggiunge il livello minimo ammissibile la caldaia a recupero va in blocco ed automaticamente si arresta anche la turbina a gas.

Mancanza di Energia Elettrica di Servizio alla Centrale

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 15 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.

Se l'impianto deve essere fermato, per il riavviamento è necessaria l'alimentazione dalla rete esterna mediante il trasformatore di unità del gruppo TG.

In caso di mancanza totale di energia a corrente alternata, l'arresto in sicurezza dell'impianto è assicurato da un sistema in corrente continua alimentato da batterie e da un sistema di diesel-generatori di emergenza.

13.2.1.2 Avarie o Malfunzionamenti di Sistemi o Componenti d'Impianto

I componenti principali d'impianto (turbina a gas, generatori, turbina a vapore, caldaia 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.

13.2.1.3 Aumenti di Pressione e/o Temperatura.

I 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.

14 SINTESI DEL PROGETTO

La seguente tabella riepiloga le principali caratteristiche della Centrale, nella configurazione “ante operam” (senza il nuovo gruppo a ciclo combinato e con i gruppi 1, 2 e 3 funzionanti) ed in quella “post operam” (con il nuovo gruppo a ciclo combinato in sostituzione dei gruppi 1 e 2 e con il Gruppo 3 funzionante), e dell’ambiente circostante interessato.

PARAMETRO	UdM	Ante Operam (consuntivi 2004)		Post Operam (Scenario di Progetto)		
Dimensioni						
Superficie d’Impianto	m ²	90,000		85,000		
Superfici coperte						
Demolizioni	m ³	--		60,899		
Nuovi Volumi	m ³	--		252,071		
Bilancio energetico della Centrale						
Potenza termica						
-Gruppo 1 e Gruppo 2	MWt	171		--		
-Gruppo 3	MWt	130		130		
-Caldaie semplici	MWt	58		150		
- CCGT	MWt	--		250		
Potenza elettrica						
-GR1 e GR2	MWe	31+33		--		
-GR3	MWe	75		60		
-Caldaia semplice	MWe	--		--		
- CCGT	MWe	--		330		
EE. cogenerata in rete	GWh/a	416.2		2,229		
ET cogenerata in rete	GWh/a	882.6		1,150		
Uso risorse e pressioni ambientali – Prelievi e Scarichi Idrici						
Prelievi Idrici da pozzi	m ³ /a	--		632,250		
Prelievi idrici da acquedotto	m ³ /a	340,000		--		
Scarico reflui in fognatura	m ³ /a	--		141,000		
Scarico reflui corpo idrico sup.	m ³ /a	97,000		95,000		
Scarico in atmosfera torre nuova	m ³ /a	--		200,000		
Uso risorse e pressioni ambientali – Caratteristiche Emissive						
GRUPPO		GR1	GR2+GR3	Caldaie Semplici	GR3	CCGT
Camino		1	2	Nuovo Camino (unico)⁽³⁾		
Temperatura uscita fumi	°C	130	102 ⁽¹⁾	130 ⁽⁴⁾	85	105
Diametro canna	m	2.6	3.2	2.9	2.9	6.5
Altezza	m	100	100	120	120	120
Portata fumi (tal quali camino)	Nm ³ /h	130,000	465,000 ⁽²⁾	146,739 ⁽⁴⁾	290,000 ⁽⁵⁾	1,840,491 ⁽⁶⁾
Emissioni totali SO ₂ (cogenerazione Lamarmora)	t/a	1,436.5		464.4		
Emissioni totali NOx (cogenerazione Lamarmora)	t/a	1,139.2		574.0		
Emissioni totali polveri (cogenerazione Lamarmora)	t/a	7.8		4.2		

Note:

- (1) La temperatura dei fumi prima del convogliamento nella canna del camino 2 è pari a:
GR2 = 130 °C
GR3 = 85 °C
- (2) La portata dei fumi tal quali prima del convogliamento nella canna del camino 2 è pari a:
GR2 = 175,000 Nm³/h
GR3 = 290,000 Nm³/h
La portata dei fumi secchi prima del convogliamento nella canna del camino 2 è pari a:
GR2 = 124,542 Nm³/h (3% O₂)
GR3 = 255,000 Nm³/h (6% O₂)
- (3) Si tratta di un unico camino che include 3 canne separate.
- (4) Le caldaie 1 e 2, che convogliano i fumi ad una unica canna, sono mantenuti in riserva per la sola produzione di calore in emergenza e picchi.
- (5) La portata dei fumi secchi (6% O₂) è pari a 255,000 Nm³/h
- (6) La portata dei fumi secchi (15% O₂) è pari a 2,000,000 Nm³/h

RIFERIMENTI

ASM Brescia S.p.A, 2000, “Analisi Ambientale del Sito C.le Lamarmora – Analisi Iniziale”.

ASM Brescia S.p.A, 2003a, “Rapporto di Sostenibilità 2003”.

ASM Brescia S.p.A, 2003b, “Dichiarazione Ambientale 2003, Centrale di Cogenerazione Lamarmora”.

ASM Brescia S.p.A, 2003c, “Piano di Emergenza della Centrale Lamarmora”.

ASM Brescia S.p.A, 2004a, “Dichiarazione Ambientale Semplificata 2004 – Dati 2003; Centrale di Cogenerazione Lamarmora”.

ASM Brescia S.p.A, 2004b, “Dati Rete di Teleriscaldamento Periodo 2000-2004”.

ASM Brescia S.p.A, 2005a, Comunicazione effettuata da ASM Brescia in data 14 Aprile 2005.

ASM Brescia S.p.A., 2005b, “Riqualificazione Centrale di Teleriscaldamento Lamarmora - Progetto di Base”.

Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas, 2004, “Relazione Annuale sullo Stato dei Servizi e sull’Attività Svolta”.

Comune di Brescia, Settore Ambiente ed Ecologia, Giugno 2001, “Verifica della Situazione Energetica nel Comune di Brescia in Relazione alla Realizzazione della Nuova Unità a Biomasse presso il Termoutilizzatore”.

Comune di Brescia - Settore Urbanistica, 2002a, “Piano Energetico Comunale, Bilancio Energetico della Città di Brescia” Piano Regolatore Generale 2002.

European Commission (EC), Dicembre 2001, “Reference Document on the Application of Best Available Techniques to Industrial Cooling System, Integrated Pollution Prevention and Control”.

Gestore Rete Trasmissione Nazionale, 2004, “Dati Statistici sull’Energia Elettrica in Italia, 2003”.

RIFERIMENTI (Continuazione)

Regione Lombardia, 2003, “Programma Energetico Regionale- Il Sistema Energetico della Lombardia – Obiettivi e Strutture dell’Azione Regionale”, approvato con D.G.R. No. 12467 in data 21 Marzo 2003.

RETRASM S.r.l, 2005, “Progetto di Massima dell’Elettrodotto in Cavo Interrato, a 380 kV, di Collegamento della Centrale Teleriscaldamento Lamarmora con la Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale”.

Snam Rete Gas, 2004, “Bilancio 2003”.

Snam Rete Gas, 2005, “Metanodotto: Allacciamento Centrale Elettrica ASM Brescia “Lamarmora” di Brescia DN 500 mm, P 75 bar – Progetto di Base (Basic Design)”.