

ASM Brescia S.p.A.



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

**Studio di Impatto
Ambientale
Quadro di Riferimento
Programmatico**



ASM Brescia S.p.A.



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

**Studio di Impatto
Ambientale
Quadro di Riferimento
Programmatico**

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	IV
ELENCO DELLE FIGURE	V
1 INTRODUZIONE	1
1.1 CARATTERISTICHE DEL PROGETTO E MOTIVAZIONI DELL'INTERVENTO	1
1.2 SCOPO E ORGANIZZAZIONE DEL DOCUMENTO	4
2 NORME E STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE NEL SETTORE ENERGIA E SOSTENIBILITÀ	
AMBIENTALE	6
2.1 PRINCIPALI RIFERIMENTI INTERNAZIONALI E COMUNITARI	6
2.1.1 Conferenza di Rio e Agenda 21	6
2.1.2 Impegni per la Riduzione delle Emissioni di Gas Serra	7
2.1.3 Emission Trading (Direttiva 2003/87/CE)	11
2.1.4 Linee Guida della Politica Energetica Europea	12
2.1.5 Relazioni con il Progetto	13
2.2 PRINCIPALI RIFERIMENTI NAZIONALI	14
2.2.1 Politica Energetica Nazionale	14
2.2.2 Leggi No. 9 e No. 10 del 9 Gennaio 1991	15
2.2.3 Decreto Legislativo 112/98 (Riforma Bassanini) e Riforma dell'Art.117 della Costituzione	16
2.2.4 Carbon Tax	17
2.3 RIFERIMENTI NORMATIVI RELATIVI ALLA LIBERALIZZAZIONE DEI SETTORI ENERGETICI	17
2.3.1 Decreto Legislativo 16 Marzo 1999, No. 79	18
2.3.2 Decreto Legislativo 23 Maggio 2000, No. 164	22
2.3.3 Direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE	28
2.3.4 Relazioni con il Progetto	30
2.4 DISPOSIZIONI URGENTI PER GARANTIRE LA SICUREZZA DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE E LA CONTINUITÀ DELLE FORNITURE	30
2.4.1 Legge No. 55 del 9 Aprile 2002	31
2.4.2 Legge No. 83 del 17 Aprile 2003	32
2.4.3 Legge No. 290 del 27 Ottobre 2003	32
2.4.4 Relazioni con il Progetto	33
2.5 RIORDINO DEL SISTEMA ENERGETICO NAZIONALE (LEGGE NO. 239/2004)	34
2.6 PRINCIPALI RIFERIMENTI REGIONALI E LOCALI	39
2.6.1 Legge Regionale 12 Dicembre 2003, No. 26	39
2.6.2 Programma Energetico Regionale	42
2.6.3 Criteri Regionali per l'Autorizzazione di Nuove Centrali Termoelettriche	50
2.6.4 Piano Energetico Comunale	54
2.6.5 Relazioni con il Progetto	56
3 STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE DEI TRASPORTI	58
3.1 ANALISI DEI PRINCIPALI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE	58

INDICE (Continuazione)

3.1.1	Piano Generale dei Trasporti (PGT)	58
3.1.2	Piano Regionale della Mobilità e dei Trasporti (PRMT)	59
3.1.3	Intesa Generale Quadro tra il Ministero delle Infrastrutture e la Regione Lombardia	60
3.2	RELAZIONI TRA IL PROGETTO E GLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE NEL SETTORE TRASPORTI	61
4	NORME E STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE NEL SETTORE RIFIUTI	62
4.1	DECRETO RONCHI (D.LGS. 22/97)	62
4.2	LEGGE REGIONALE 12 DICEMBRE 2003 NO. 26, TITOLO II – GESTIONE DEI RIFIUTI	64
4.3	PIANO PROVINCIALE RIFIUTI DELLA PROVINCIA DI BRESCIA	65
4.3.1	Introduzione	65
4.3.2	Contenuti ed Obiettivi del Piano	66
4.4	RELAZIONI TRA L'IMPIANTO E LE NORME E GLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE IN MATERIA DI RIFIUTI	67
5	NORME E STRUMENTI PER LA SALVAGUARDIA E IL RISANAMENTO AMBIENTALE	69
5.1	BONIFICA DELLE AREE CONTAMINATE E SITI DI INTERESSE NAZIONALE	69
5.1.1	Decreto Ministeriale 25 Ottobre 1999 No. 471	69
5.1.2	Programma Nazionale di Bonifica e Ripristino Ambientale dei Siti Inquinati	70
5.1.3	Sito di Interesse Nazionale "Brescia – Caffaro"	71
5.1.4	Relazioni tra il Progetto e gli Strumenti in Materia di Siti Contaminati	72
5.2	TUTELA E GESTIONE DELLE ACQUE	73
5.2.1	Inquadramento Normativo	73
5.2.2	Piano Regionale di Risanamento delle Acque (PRRA)	75
5.2.3	Piano di Gestione del Bacino Idrografico	76
5.2.4	Relazioni tra il Progetto e la Pianificazione in materia di Tutela e Gestione delle Acque	80
5.3	TUTELA DELLA QUALITÀ DELL'ARIA	81
5.3.1	Piano Regionale della Qualità dell'Aria (PRQA)	81
5.3.2	Delibera della Giunta Regionale No. VII/6501 del 19 Ottobre 2001 e Successive Modifiche ed Integrazioni	83
5.3.3	Relazioni tra il Progetto e gli Strumenti per la Tutela della Qualità dell'Aria	87
6	PIANI DI BACINO AI SENSI DELLA LEGGE 183/1989	89
6.1	PIANO STRALCIO PER L'ASSETTO IDROGEOLOGICO (PAI)	90
6.2	PIANO STRAORDINARIO PER LE AREE A RICHIO IDROGEOLOGICO MOLTO ELEVATO (PS267)	92
6.3	RELAZIONI TRA IL PROGETTO E LA PIANIFICAZIONE IN MATERIA DI DIFESA DEL SUOLO	93
7	PROTEZIONE DEL PAESAGGIO E AREE VINCOLATE	95
7.1	SISTEMA DELLE AREE PROTETTE	95
7.2	AREE VINCOLATE AI SENSI DEL D.LGS. 42/04	98

INDICE
(Continuazione)

7.3	RELAZIONI TRA IL PROGETTO GLI STRUMENTI PER LA PROTEZIONE DEL PAESAGGIO E LE AREE VINCOLATE	102
8	STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE TERRITORIALE	103
8.1	PIANO TERRITORIALE PAESISTICO REGIONALE (PTPR)	103
8.2	PIANO TERRITORIALE DI COORDINAMENTO DELLA PROVINCIA DI BRESCIA (PTCP)	106
8.2.1	Principi ed Obiettivi	106
8.2.2	Contenuti ed Elaborati	107
8.2.3	Analisi delle Tavole di Piano e delle Norme di Attuazione	108
8.3	PIANO REGOLATORE GENERALE DELLA CITTÀ DI BRESCIA	117
8.3.1	Contenuti del Piano	117
8.3.2	Indicazioni del Piano per l'Area di Interesse	118
8.4	LEGGE REGIONALE NO. 12 DEL 11 MARZO 2005	122
8.5	RELAZIONE TRA L'IMPIANTO E GLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE TERRITORIALE	123
9	SINTESI DELLE RELAZIONI TRA IL PROGETTO LE NORME E GLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE	125
9.1	NORME E STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE NEL SETTORE ENERGIA E SVILUPPO SOSTENIBILE	125
9.2	STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE DEI TRASPORTI	125
9.3	NORME E STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE NEL SETTORE RIFIUTI	126
9.4	NORME E STRUMENTI PER LA SALVAGUARDIA E IL RISANAMENTO AMBIENTALE	126
9.5	PIANI DI BACINO AI SENSI DELLA LEGGE 183/1989	127
9.6	PROTEZIONE DEL PAESAGGIO E AREE VINCOLATE	127
9.7	STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE TERRITORIALE	129

RIFERIMENTI

TABELLE

FIGURE

ELENCO DELLE TABELLE

<u>Tabella No.</u>	<u>Titolo</u>
5.1	Valori Limite di Emissione in Acque Superficiali e in Fognatura (Tabella 3, Decreto Legislativo 152/99)

ELENCO DELLE FIGURE

<u>Figura No.</u>	<u>Titolo</u>
1.1	Inquadramento Territoriale
5.1	Perimetrazione del Sito di Interesse Nazionale “Brescia Caffaro”
5.2	Estratto dal PTUA, Individuazione delle Aree Vulnerabili
5.3	Estratto dal PTUA, Aree di Riserva e di Ricarica e Captazioni ad Uso Potabile
5.4	Estratto dal PRQA, Zonizzazione del Territorio Regionale
6.1	Delimitazione delle Fasce Fluviali e degli Ambiti a Rischio Idrogeologico
7.1	Estratto dal PTPR, Istituzioni per la Tutela della Natura
7.2	Localizzazione dei proposti Siti di Interesse Comunitario (pSIC) prossimi alla Centrale
7.3	Aree Vincolate ai sensi del D.Lgs. 42/04
8.1	Estratto dal PTCP della Provincia di Brescia, Struttura di Piano
8.2	Estratto dal PTCP della Provincia di Brescia, Tavola Paesistica
8.3	Piano Regolatore Generale del Comune di Brescia, Azzonamento del Territorio
8.4	Collegamenti a Progetto, Sintesi PRG
8.5	Collegamenti a Progetto, Sintesi dei Vincoli

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

1 INTRODUZIONE

1.1 CARATTERISTICHE DEL PROGETTO E MOTIVAZIONI DELL'INTERVENTO

La Centrale Lamarmora, sorta agli inizi degli anni '70, costituisce uno dei poli di produzione del sistema di teleriscaldamento della Città di Brescia. E' ubicata nella periferia Sud della città, in una vasta area di circa 90,000 m², comprendente anche una stazione di riduzione e misura di metano, in una zona destinata precedentemente ad attività agricole e oggi caratterizzata da insediamenti misti residenziali/industriali (si veda la Figura 1.1).

L'impianto è attualmente costituito da tre gruppi turboalternatori di cogenerazione e da una caldaia semplice di integrazione.

Le caratteristiche dei tre gruppi turboalternatori sono:

- Gruppo 1 (TGR1): un gruppo da 31 MW elettrici, con recupero di 84 MW termici per la rete di teleriscaldamento;
- Gruppo 2 (TGR2): un gruppo da 33 MW elettrici, con recupero di 87 MW termici per la rete di teleriscaldamento;
- Gruppo 3 (TGR3): un gruppo da 75 MW elettrici, con recupero di 130 MW termici per la rete di teleriscaldamento.

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

Tali impianti possono essere tutti alimentati con gas naturale o olio combustibile denso (OCD); il gruppo 3 può utilizzare come combustibile anche il carbone. L'impianto è stato certificato ISO14001 nel 1998 e registrato EMAS nel Febbraio 2001.

Con Delibera No. 70 del 30 Gennaio 2002 la Giunta Comunale di Brescia, nell'esprimere il proprio benestare per l'avvio di tutti gli atti inerenti alla

realizzazione della terza unità di combustione del Termoutilizzatore, impegnava ASM Brescia S.p.A. ad adottare provvedimenti per la riduzione delle emissioni dei Gruppi 1 e 2 della Centrale Lamarmora mediante la loro trasformazione in ciclo combinato a metano (ASM Brescia S.p.A., 2004).

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.

L'ipotesi di ristrutturazione proposta consiste nell'installazione di un nuovo gruppo di cogenerazione con ciclo combinato gas-vapore tale da consentire la produzione di circa 250 MWt per il teleriscaldamento e 330 MWe (ASM Brescia S.p.A., 2004).

Tale soluzione corrisponde ai criteri sopra menzionati in quanto:

- 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.

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 No. VII/12467 del 21 Marzo 2003 della Regione Lombardia. Dopo tali interventi la capacità produttiva complessiva della 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. 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).

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 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. La sostituzione dovrà essere attuata entro tre anni dall'ottenimento delle necessarie autorizzazioni; ...omissis...”.

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

- realizzazione di un nuovo tratto di metanodotto di lunghezza pari a 4.2 km, DN 500 mm (20”), ubicato 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 DN500-75 bar” in corrispondenza dell'impianto PIDI punto terminale del 1° tratto (si veda la Figura 1.1);

- realizzazione di un tratto di elettrodotto in cavo, di collegamento tra la Centrale e l'esistente stazione elettrica RTN a 380 kV di Flero, di circa 4.8 km di lunghezza, ubicato anch'esso a Sud rispetto al centro cittadino all'interno del territorio comunale di Brescia (si veda la Figura 1.1).

Si sottolinea infine che la realizzazione del nuovo gruppo a ciclo combinato interesserà una parte dell'area di pertinenza della Centrale e troverà posto all'interno dell'attuale area di proprietà ASM, senza determinare alcuna modifica all'assetto infrastrutturale esistente.

1.2 SCOPO E ORGANIZZAZIONE DEL DOCUMENTO

Il presente documento costituisce il “**Quadro di Riferimento Programmatico**” dello Studio di Impatto Ambientale riguardante il progetto di ristrutturazione della Centrale Lamarmora (nel seguito Centrale), ubicata nel Comune di Brescia (si veda la Figura 1.1), mediante l'installazione di un nuovo gruppo a ciclo combinato gas-vapore.

Il progetto comporta la realizzazione delle seguenti opere connesse, oggetto del presente studio:

- elettrodotto in cavo di collegamento alla stazione, di circa 4.8 km di lunghezza, interamente in Comune di Brescia;
- tratto di metanodotto di lunghezza pari a 4.2 km, in Comune di Brescia, di allacciamento al metanodotto in progetto di SNAM Rete Gas denominato “Potenziamento Carpenedolo-Nave”.

Il Quadro di Riferimento Programmatico fornisce, ai sensi dell'Articolo 3 del DPCM 27 Dicembre 1988, gli elementi conoscitivi necessari all'individuazione delle possibili relazioni tra l'opera progettata e gli atti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale. In primo luogo tale quadro ha l'obiettivo di esaminare gli strumenti pianificatori di settore e territoriali, nei quali l'opera proposta è inquadrabile, ed analizzare gli eventuali rapporti di coerenza del progetto con gli obiettivi degli stessi; quindi, fornire l'indicazione dei tempi di attuazione dell'intervento e delle eventuali infrastrutture a servizio e complementari, e, infine, descrivere l'attualità del progetto ed eventuali disarmonie di previsione contenute in distinti strumenti programmatici.

In sintesi gli atti e gli strumenti presi in considerazione nella presente analisi, ritenuti di rilievo per il progetto in esame, sono i seguenti:

- norme e strumenti di pianificazione nel settore energia e sostenibilità ambientale (Capitolo 2):

- principali riferimenti internazionali e comunitari,
- principali riferimenti nazionali,
- riferimenti normativi relativi alla liberalizzazione del settore energetico,
- disposizioni urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale e la continuità delle forniture,
- riordino del sistema energetico nazionale (Legge No. 239/2004),
- principali riferimenti regionali e locali;
- strumenti di pianificazione dei trasporti (Capitolo 3);
- norme e strumenti di pianificazione del settore rifiuti (Capitolo 4):
 - principali riferimenti nazionali,
 - principali riferimenti regionali e provinciali;
- norme e strumenti per la salvaguardia e il risanamento ambientale (Capitolo 5):
 - bonifica delle aree contaminate e Siti di Interesse Nazionale,
 - tutela e gestione delle acque,
 - tutela della qualità dell'aria;
- Piani di Bacino ai sensi della Legge 183/1989 (Capitolo 6):
 - Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI),
 - Piano Straordinario per le Aree a Rischio Idrogeologico Molto Elevato (PS267);
- strumenti per la protezione del paesaggio e aree vincolate (Capitolo 7):
 - sistema delle aree protette,
 - aree vincolate ai sensi del Decreto Legislativo 42/2004;
- pianificazione territoriale (Capitolo 8):
 - Piano Territoriale Paesistico Regionale (PTPR),
 - Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP) della Provincia di Brescia;
 - Piano Regolatore Generale (PRG) della Città di Brescia;
 - Legge Regionale No. 12 del 11 Marzo 2005.

Il Capitolo 9 riporta la sintesi delle considerazioni emerse dall'analisi degli atti e degli strumenti presi in considerazione.

2 NORME E STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE NEL SETTORE ENERGIA E SOSTENIBILITÀ AMBIENTALE

Il presente capitolo descrive i principali riferimenti normativi e pianificatori relativi al settore energetico e in materia di sostenibilità ambientale. In particolare sono esaminati:

- principali riferimenti normativi internazionali e comunitari (Paragrafo 2.1);
- principali riferimenti normativi italiani (Paragrafo 2.2);
- norme sulla liberalizzazione dei settori energetici (Paragrafo 2.3);
- disposizioni urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale e la continuità delle forniture (Paragrafo 2.4);
- riordino del sistema energetico nazionale (Paragrafo 2.5);
- riferimenti normativi regionali e locali (Paragrafo 2.6).

Nel Paragrafo 2.7 vengono evidenziati i principali elementi di relazione tra il progetto in esame e le norme e gli strumenti di pianificazione del settore energetico.

2.1 PRINCIPALI RIFERIMENTI INTERNAZIONALI E COMUNITARI

2.1.1 Conferenza di Rio e Agenda 21

La “*Conferenza dell’Organizzazione delle Nazioni Unite sull’Ambiente e lo Sviluppo*”, svoltasi a Rio de Janeiro nel Giugno 1992, ha rappresentato un importante appuntamento per la politica ambientale recente, durante il quale si è cercato di integrare le questioni economiche e quelle ambientali in una visione intersettoriale e internazionale, definendo strategie ed azioni per lo sviluppo sostenibile.

Tra i principali documenti prodotti dalla Conferenza di Rio vi sono la “*Dichiarazione di Rio*” (27 principi sui diritti e doveri dei popoli in merito allo sviluppo sostenibile), la “*Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici*” e “*Agenda 21*”.

Questo ultimo documento, in particolare, definisce ciò che deve essere adottato alle diverse scale possibili (mondiale, nazionale e locale) in termini di politiche di sviluppo a lungo termine che tengano in considerazione le problematiche ambientali.

In Italia, con Deliberazione del Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica (CIPE) del 28 Dicembre 1993 è stato presentato il “*Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile, in Attuazione dell’Agenda 21*” che costituisce il primo documento del Governo italiano ispirato al concetto di sviluppo sostenibile.

2.1.2 Impegni per la Riduzione delle Emissioni di Gas Serra¹

Per quanto riguarda gli impegni internazionali in merito alle riduzioni delle emissioni di gas serra devono essere ricordati i seguenti documenti:

- la Risoluzione di Lussemburgo del 29 Ottobre 1990, che impegnava i paesi dell’Unione Europea a stabilizzare entro il 2000 le emissioni di anidride carbonica al livello del 1990;
- la Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici delle Nazioni Unite (UNFCCC), che non vincola giuridicamente i 166 paesi firmatari ad alcun impegno formale se non quello di stabilizzare le concentrazioni di gas ad effetto serra nell’atmosfera a un livello tale che escluda qualsiasi pericolosa interferenza delle attività umane sul sistema climatico. Tale livello deve essere raggiunto entro un periodo di tempo sufficiente per permettere agli ecosistemi di adattarsi naturalmente ai cambiamenti di clima, per garantire che la produzione alimentare non sia minacciata e per permettere la normale crescita economica.

Tali documenti sono stati recepiti in Italia all’interno del Piano Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile.

Nel Dicembre 1997 i rappresentanti di circa 160 paesi si sono incontrati a Kyoto (Giappone) per cercare di far convergere le diverse politiche sviluppatesi in attuazione degli accordi decisi nel 1992 nella Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici. Il Protocollo d’intesa, sottoscritto da parte dei 38 paesi più industrializzati, prevede una riduzione media, nel 2010, del 5.2% delle emissioni mondiali rispetto al 1990 (anno preso come riferimento).

L’Italia ha attuato il Protocollo di Kyoto con la Delibera CIPE del 3 Dicembre 1997, impegnandosi ad una riduzione del 6.5% dei gas ad effetto serra rispetto al 1990. Con una successiva Delibera del 19 Novembre 1998 il CIPE ha individuato le linee guida per mantenere fede agli impegni assunti nel Dicembre 1997 a Kyoto.

¹ Le sostanze gassose che contribuiscono in maniera più significativa all’effetto serra sono, in ordine di importanza: l’anidride carbonica (CO₂), il metano (CH₄), il protossido di azoto (N₂O) gli idrofluorocarburi (HFC), i perfluorocarburi (PFC) e l’esafluoruro di zolfo (SF₆).

Altre importanti iniziative internazionali relative alla mitigazione dei cambiamenti climatici sono costituite da:

- International Panel on Climate Change (IPCC);
- Conference of Party (COP).

L'IPCC (International Panel on Climate Change) è stato istituito nel 1988 sotto gli auspici dell'UNEP (United Nations Environment Programme) e della World Meteorological Organization col fine di stabilire le informazioni scientifiche, tecniche e socioeconomiche che rivestono importanza nella determinazione dei rischi causati dai cambiamenti climatici indotti dall'uomo.

I lavori dell'IPCC sono stati pubblicati in tre successivi elaborati:

- First Assessment Report (FAR – 1990);
- Second Assessment Report (SAR – 1996);
- Third Assessment Report (TAR – 2001),

dove vengono analizzati gli aspetti scientifici relativi ai cambiamenti climatici in corso, il loro effetto sui sistemi naturali e socioeconomici, le strategie per la loro mitigazione.

In particolare, in occasione della Sesta Sessione del Working Group III (tenuto a Accra in Ghana dal 28 Febbraio al 3 Marzo 2001) sono state elaborate considerazioni sui seguenti temi:

- natura delle mitigazioni;
- opzioni nella riduzione o limitazione delle emissioni dei gas serra;
- costi e benefici collegati alle azioni di mitigazione;
- metodologie per la mitigazione;
- conoscenze insufficienti.

La Conference Of the Parties (COP) è un organo istituito per dare attuazione ai principi e agli impegni della Convenzione UN-FCCC (United Nation Framework Convention on Climate Change) sui cambiamenti climatici. In questa sede si definiscono gli oneri socio-economici che i paesi devono sostenere per ridurre i rischi associati ai cambiamenti climatici.

Dal 2 al 9 Novembre 2001 si è tenuta a Marrakech (Marocco) la settima sessione della "Conference of Parties to the UN Framework Convention on Climate Change"

(COP-7). In quell'occasione sono stati individuati dei meccanismi flessibili per realizzare gli obiettivi di riduzione delle emissioni climaterati previsti dal Protocollo di Kyoto, fra i quali acquistano particolare rilevanza:

- *Emission Trading*: consiste nella creazione di un mercato di permessi di emissione fra i Paesi dell'Annex 1 della UNFCCC, cioè fra i Paesi industrializzati e quelli con economia in transizione. Se un Paese riesce a ridurre le proprie emissioni più della quota assegnata può vendere la rimanente parte delle emissioni consentite ad un altro Paese che trovi economicamente più conveniente acquistare il diritto ad inquinare piuttosto che attuare specifiche politiche di disinquinamento;
- *Joint Implementation*: si tratta di uno strumento di cooperazione che permette ad un Paese di ottenere crediti di emissione in cambio di una riduzione/assorbimento delle emissioni di un'altra nazione;
- *Clean Development Mechanism*: meccanismo analogo a quello della Joint Implementation, ma in questo caso avviene fra Paesi dell'Annex 1 e Paesi che non vi appartengono.

La conferenza di Marrakech ha permesso di recuperare parzialmente il fallimento della conferenza dell'Aia del Novembre 2000 (COP6) causato dal rifiuto di USA, Canada, Australia, Giappone e Russia di fare ricorso a strumenti regolativi (*command and control*) per limitare le emissioni di gas serra a favore di meccanismi di mercato quali appunto la Joint Implementation, il Clean Development Mechanism e l'Emission Trading.

Dal 23 Ottobre al 1° Novembre 2002 si è tenuta a Nuova Delhi, in India, l'ottava sessione della "Conference of parties to UN Framework Convention on Climate Change" (COP-8). In tale occasione è emerso quanto riportato sinteticamente nel seguito:

- le Nazioni che hanno ratificato il Protocollo di Kyoto esortano le Nazioni che non lo hanno ancora fatto a ratificarlo al più presto;
- le strategie di sviluppo nazionale devono integrare gli obiettivi di lotta ai cambiamenti climatici in aree chiave quali acqua, energia, salute pubblica, agricoltura e biodiversità;
- va promossa la cooperazione internazionale nello sviluppo e nella diffusione delle tecnologie innovative in settori chiave dello sviluppo, in particolare il settore energetico;
- si rende necessario diversificare le forniture di energia attraverso lo sviluppo di tecnologie avanzate più "pulite", più efficienti, comprese le tecnologie basate sui combustibili fossili e sulle fonti rinnovabili, comprese le fonti idrauliche.

- è necessario incrementare la trasmissione delle conoscenze nel settore delle energie rinnovabili con l'obiettivo di accrescere il loro contributo al fabbisogno energetico complessivo.

La nona sessione della "Conference of parties to UN Framework Convention on Climate Change" (COP-9) si è tenuta a Milano dal 1° al 12 Dicembre 2003.

Nell'ambito di tale sessione è stato fatto il punto sulla situazione dei meccanismi finanziari e sullo stato di ratifica del Protocollo di Kyoto, evidenziando, per quest'ultimo aspetto, la prima ratifica da parte di un paese arabo (Yemen). Con riferimento alle modalità e ai procedimenti per i progetti di forestazione nell'ambito del Clean Development Mechanism (CDM), si è nuovamente sottolineato, con alcune importanti precisazioni, il ruolo delle foreste come assorbitori di carbonio in atmosfera e completa il pacchetto adottato a Marrakech, nel 2001, rendendo sempre più operativo il CDM. Si rimarca inoltre che i Paesi sviluppati devono assumere tutte le iniziative possibili per promuovere, facilitare e, se necessario, finanziare il trasferimento o l'accesso degli altri Paesi, in particolare quelli in via di sviluppo, alle tecnologie innocue per l'ambiente e alle conoscenze tecniche.

La COP 9 ha preso in esame il "Rapporto sui dati degli inventari nazionali sui gas serra da parte dei Paesi dell'Annesso I nel periodo tra il 1990 e il 2001". Sebbene tali dati siano preliminari, mostrano che le emissioni totali di gas serra da parte dei Paesi dell'Annesso I, tra il 1990 e il 2001, sono diminuite del 6,6%. Le emissioni di CO₂ sono diminuite di circa l'1%, quelle di CH₄ di circa il 21% e quelle di N₂O di circa il 5%, mentre le emissioni totali di HFC (+120%), PFC (-17%) e SF₆ (-30%) sono aumentate di circa il 24%. Guardando al futuro fino al 2010 e oltre, invece, le proiezioni ricavate dagli inventari sembrano indicare che le emissioni di gas serra, da parte di questi paesi, aumenteranno nella maggioranza di essi, compresi quelli a economia in transizione. Ancora una volta si ribadisce la necessità che le Nazioni promuovano, in cooperazione, la ricerca e l'osservazione sistematica del sistema climatico, anche attraverso il supporto a programmi internazionali. Nel fare ciò, le parti devono cooperare per migliorare le capacità dei paesi in via di sviluppo a partecipare alla ricerca e all'osservazione sistematica.

È stata notata l'importanza della cooperazione istituzionale a livello nazionale con il coinvolgimento della popolazione, e l'importanza delle politiche nazionali di mitigazione, quali: eco-tasse, tasse sull'energia, eliminazione graduale dei sussidi dannosi all'ambiente, isolamento del carbonio, cambiamenti strutturali nelle politiche di settore, investimenti in nuove tecnologie, progetti di efficienza energetica, pianificazione urbana. Tali misure aiutano a moltiplicare la crescita economica e la diminuzione delle emissioni, con l'aggiunta di ottenere benefici sociali ed ambientali in aree come la salute, la riduzione dell'inquinamento atmosferico, la protezione della biodiversità e degli ecosistemi e la tutela dell'acqua. È essenziale che, nel trasferimento tecnologico e per una produzione più pulita, si instauri una cooperazione Nord-Sud e a livello regionale. Sono vitali, inoltre, una buona *governance*, la presenza di infrastrutture e opportunità per gli investitori privati.

L'ultima Conferenza delle Parti (COP 10) si è tenuta a Buenos Aires dal 6 al 17 Dicembre 2004. Tale conferenza è stata l'ultima nel suo genere poiché la riunione del prossimo anno sarà la prima riunione dei firmatari del Protocollo di Kyoto (1st Meeting of the Parties - MOP1). Infatti, in vista dell'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto, prevista per il 16 Febbraio 2005, la COP 10 ha previsto l'istituzione formale dell'organo supremo gestionale di attuazione del Protocollo, che è la MOP (Meeting of Parties) e che viene denominata con la sigla COP/MOP. COP e COP/MOP saranno due organi separati e distinti, con compiti diversi. La COP continuerà ad operare per l'attuazione degli altri impegni previsti dalla UNFCCC (post-Kyoto, vulnerabilità ed adattamento, ecc.), mentre la COP/MOP sarà esclusivamente focalizzata sull'attuazione del Protocollo di Kyoto (modalità di attuazione, controlli, verifiche e sanzioni).

2.1.3 Emission Trading (Direttiva 2003/87/CE)

La Direttiva 2003/87/CE "Emission Trading" istituisce un sistema di scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra nella Comunità, al fine di promuovere la riduzione di tali emissioni secondo criteri di efficacia dei costi ed efficienza economica.

Il Decreto Legge No. 273 del 12 Novembre 2004 (successivamente convertito in legge con modificazioni dalla Legge 30 Dicembre 2004, No. 316) ha consentito l'immediata applicazione di alcune misure contenute nella Direttiva 2003/87, che non è stata ancora recepita nel nostro ordinamento.

Si riassumono in seguito i punti essenziali della Direttiva:

- il **campo di applicazione della Direttiva** è esteso alle attività ed i gas elencati nell'Allegato I della Direttiva; in particolare alle emissioni di anidride carbonica provenienti da attività di combustione energetica, produzione e trasformazione dei metalli ferrosi, lavorazione prodotti minerali, produzione di pasta per carta e cartoni;
- la **direttiva prevede un duplice obbligo** per gli impianti da essa regolati: la necessità per operare di possedere un permesso all'emissione in atmosfera di gas serra; l'obbligo di rendere alla fine dell'anno un numero di quote (o diritti) d'emissione pari alle emissioni di gas serra rilasciate durante l'anno;
- il **permesso all'emissione di gas serra** viene rilasciato dalle autorità competenti previa verifica da parte delle stesse della capacità dell'operatore dell'impianto di monitorare nel tempo le proprie emissioni di gas serra;

- le **quote di emissioni** vengono rilasciate dalle autorità competenti all'operatore di ciascun impianto regolato dalla Direttiva sulla base di un piano di allocazione nazionale. Ogni quota da diritto al rilascio di una tonnellata di biossido di carbonio equivalente;
- il **piano di allocazione nazionale** viene redatto in conformità ai criteri previsti dall'Allegato III della direttiva stessa; questi ultimi includono coerenza con gli obiettivi di riduzione nazionale, con le previsioni di crescita delle emissioni, con il potenziale di abbattimento e con i principi di tutela della concorrenza. Il piano di allocazione prevede l'assegnazione di quote a livello d'impianto per periodi di tempo predeterminati;
- una volta rilasciate, **le quote possono essere vendute o acquistate**. Tali transazioni possono vedere la partecipazione sia degli operatori degli impianti coperti dalla direttiva, sia di soggetti terzi. Il trasferimento di quote viene registrato nell'ambito di un registro nazionale;
- la **resa delle quote di emissione** è effettuata annualmente dagli operatori degli impianti in numero pari alle emissioni reali degli impianti stessi;
- le emissioni reali utilizzate nell'ambito della resa delle quote da parte degli operatori sono il **risultato del monitoraggio effettuato dall'operatore stesso e certificato da un soggetto terzo accreditato** dalle autorità competenti;
- la **mancata resa di una quota d'emissione** prevede una sanzione pecuniaria di 40 Euro nel periodo 2005-2007 e di 100 Euro nei periodi successivi. Le emissioni oggetto di sanzione non sono esonerate dall'obbligo di resa di quote.

2.1.4 Linee Guida della Politica Energetica Europea

Le linee guida della politica europea in campo energetico sono contenute nel Libro Verde della Commissione Europea pubblicato il 29 Novembre 2000 e intitolato "*Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply*".

In questo documento viene evidenziato l'attuale stato di deficit energetico dell'Unione Europea e viene posto l'accento sull'elevata dipendenza dei paesi dell'Unione dalle risorse provenienti da paesi esteri.

Obiettivi principali della strategia energetica dell'Unione Europea risultano dunque essere:

- garantire la disponibilità fisica e costante dei prodotti energetici sul mercato ad un prezzo accessibile a tutti i consumatori, nel rispetto dell'ambiente e nell'ottica dello sviluppo sostenibile;

- riequilibrare il rapporto tra domanda ed offerta.

Per raggiungere tali obiettivi viene delineata una strategia di lungo termine che si articola su cinque punti fondamentali:

- riduzione degli sprechi;
- raddoppio entro il 2010 della quota di energie rinnovabili nel bilancio energetico (da 6% a 12%);
- recupero di una quota di autonomia energetica anche attraverso lo sfruttamento del carbone (risorsa abbondantemente presente nei paesi appartenenti all'Unione Europea) e del nucleare;
- predisposizioni di metodologie comuni a tutti i paesi per la risoluzione dei problemi relativi al comparto energetico – ambientale;
- sviluppo di una politica dei trasporti che permetta qualità dei servizi, sicurezza ed elevate prestazioni.

2.1.5 Relazioni con il Progetto

Il progetto di ristrutturazione della Centrale Lamarmora consiste nella realizzazione di un nuovo gruppo a ciclo combinato a gas naturale (in sostituzione dei gruppi esistenti 1 e 2, che saranno passati a riserva, per la produzione di calore in emergenza) il cui fine è quello di aumentare la potenza producibile dall'impianto migliorando le performances ambientali (riduzione delle emissioni per kWh di energia prodotta).

Il progetto risulta pertanto coerente con gli obiettivi e le linee strategiche dei principali strumenti normativi internazionali e comunitari in materia di energia, sviluppo sostenibile e contenimento delle emissioni ad effetto serra., in particolare per quanto riguarda i seguenti aspetti:

- **risparmio energetico**, poichè la tecnologia a ciclo combinato consente consumi specifici (per unità di energia prodotta) minori rispetto ai cicli convenzionali;
- **sviluppo economico con minori impatti sull'ambiente**. Il ciclo combinato, infatti, rispetto ai cicli tradizionali, è caratterizzato da una maggiore efficienza energetica e l'uso, come combustibile, del gas naturale, garantisce, rispetto alle centrali tradizionali (a parità di kWh prodotto), minori emissioni di NO_x, CO e CO₂; sono inoltre trascurabili le emissioni di SO₂ e polveri.

2.2 PRINCIPALI RIFERIMENTI NAZIONALI

2.2.1 Politica Energetica Nazionale

Il 10 Agosto 1988 è stato approvato il Piano Energetico Nazionale (PEN), che ha fissato gli obiettivi energetici di lungo periodo per l'Italia, promuovendo l'uso razionale dell'energia, il risparmio energetico e lo sviluppo progressivo di fonti di energia rinnovabile.

Gli obiettivi strategici del PEN sono rappresentati principalmente dal risparmio energetico e dalla riduzione della dipendenza energetica dall'estero, anche mediante diversificazione nell'uso delle diverse fonti di importazione.

Il PEN ha previsto anche un programma di costruzione di nuove centrali policombustibili. Gli investimenti già effettuati ed in fase di realizzazione corrispondono sostanzialmente a quanto previsto, anche se con un ridimensionamento delle centrali a carbone ed un maggiore ricorso alle centrali a ciclo combinato. Tale ridimensionamento è stato determinato da motivazioni ambientali (normative sulle emissioni in atmosfera), tecnico economiche (efficienza, rapidità di realizzazione, impegni finanziari), strutturali (rinnovamento del parco elettrico italiano) e di mercato (nuovo assetto del mercato elettrico, liberalizzazione e maggiore competizione che richiede efficienza ed abbattimento dei costi).

L'ultimo aggiornamento del PEN, approvato dal Consiglio dei Ministri nell'Agosto del 1988, pur rimanendo valido nell'individuazione di obiettivi prioritari (competitività del sistema produttivo, diversificazione delle fonti e delle provenienze geopolitiche, sviluppo delle risorse nazionali, protezione dell'ambiente e della salute dell'uomo e risparmio energetico) è un documento ormai datato, anche perché si riferisce ad un quadro istituzionale e di mercato che nel frattempo ha subito notevoli mutamenti, anche per effetto della crescente importanza e influenza di una comune politica energetica a livello europeo.

Come punto di partenza della politica energetica e della creazione del mercato interno dell'energia, la Commissione Europea, infatti, pone la liberalizzazione dei mercati energetici, l'introduzione della concorrenza, in particolare nel settore dell'energia elettrica e del gas, la promozione dell'utilizzo delle energie rinnovabili, ma soprattutto la realizzazione di un sistema di reti energetiche integrato ed adeguato non solo all'interno degli Stati membri, ma anche tra l'Europa e le principali aree terze fornitrici di energia.

Alla base di questo processo l'Italia ha recepito la Direttiva europea sul mercato interno dell'elettricità del 19 Dicembre 1996 e la Direttiva europea sul mercato interno del gas, del Dicembre 1998, rispettivamente con il Decreto Legislativo 16 Marzo 1999, No. 79 e con il Decreto Legislativo 23 Maggio 2000, No. 164. Successivamente tali direttive sono state superate dalle Direttive Comunitarie 2003/54/CE, sull'energia elettrica, e 2003/55/CE, sul gas.

Infine, accanto alla sicurezza degli approvvigionamenti, uno dei principali obiettivi della politica energetica europea è il raggiungimento di uno sviluppo sostenibile, attraverso la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra al livello del 1990 tra il 2008 ed il 2012.

Il recente processo di decentramento delle funzioni e competenze amministrative, attuato in molti settori dalla riforma Bassanini (D.Lgs 112/98), ha cambiato il coinvolgimento e il ruolo delle Regioni e degli Enti Locali anche in campo energetico. La portata di tale delega è molto innovativa in quanto l'energia non è compresa tra le materie che la Costituzione (all'Articolo 117) rimette alla competenza legislativa regionale.

Le funzioni, in ambito energetico, che concernono l'elaborazione e la definizione degli obiettivi e delle linee della politica energetica nazionale, nonché l'adozione degli atti di indirizzo e coordinamento per un'articolata programmazione energetica regionale, rimangono comunque di competenza statale. Per quanto riguarda le funzioni amministrative, vengono assegnate allo Stato quelle che assecondano esigenze di politica unitaria e hanno interesse di carattere nazionale o sovraregionale.

Alla Regione vengono assegnate funzioni con criterio residuale, ovvero tutte quelle non conferite direttamente allo Stato e agli Enti Locali. Il decreto attribuisce espressamente alla Regione il controllo di quasi tutte le forme di incentivazione previste dalla Legge 10/91 (Articoli 12, 14, 30) e il coordinamento dell'attività degli Enti locali in relazione al contenimento dei consumi di energia degli edifici.

2.2.2 Leggi No. 9 e No. 10 del 9 Gennaio 1991

La Legge No. 9 del 9 Gennaio 1991 “*Norme per l'Attuazione del Nuovo Piano Energetico Nazionale: Aspetti Istituzionali, Centrali Idroelettriche ed Elettrodotti, Idrocarburi e Geotermia, Autoproduzione e Disposizioni Fiscali*” disciplina il settore idroelettrico, geotermico, l'autoproduzione di energia elettrica e la realizzazione di elettrodotti. Nell'ottica di promuovere il risparmio energetico e la salvaguardia ambientale la legge introduce agevolazioni finanziarie per lo sviluppo di tecnologie, processi e prodotti innovativi a ridotto tenore inquinante ed a maggior sicurezza ed efficienza energetica nel settore della lavorazione, trasformazione, raffinazione, vettoriamento e stoccaggio delle materie prime energetiche.

Infine, a livello pianificatorio, la Legge prescrive la definizione di una serie di accordi e contratti di programma (Articolo 30) tra il Ministero dell'Industria, l'ENEL il CISPEL, l'ENEA e le Regioni finalizzati alla individuazione di una politica programmatica che consenta la realizzazione sul lungo periodo degli obiettivi di risparmio e razionalizzazione energetica che stanno alla base del Piano Energetico Nazionale.

La Legge No. 10 del 9 Gennaio 1991, “*Norme per l’Attuazione del Nuovo Piano Energetico Nazionale in Materia di Uso Razionale dell’Energia, di Risparmio Energetico e di Sviluppo delle Fonti Rinnovabili di Energia*”, definisce azioni organiche volte alla promozione del risparmio energetico, all’uso appropriato delle fonti di energia, anche convenzionali, al miglioramento dei processi tecnologici che utilizzano o trasformano energia, allo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia ed alla sostituzione delle materie prime energetiche di importazione. Particolare attenzione viene rivolta allo sfruttamento di fonti rinnovabili di energia (sole, vento, energia idraulica, risorse geotermiche, maree, moto ondoso e trasformazione di rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali) e di quelle ad esse assimilabili. **Secondo quanto indicato dalla legge sono considerate fonti di energia assimilate alle fonti rinnovabili di energia la cogenerazione**, intesa come produzione combinata di energia elettrica o meccanica e di calore, il calore recuperabile nei fumi di scarico e da impianti termici, da impianti elettrici e da processi industriali nonché altre forme di energia recuperabile in processi, impianti e prodotti (Articolo 1).

La Legge 10/91 sancisce inoltre l’obbligo per Regioni e Province autonome di predisporre piani regionali e provinciali contenenti indicazioni in merito all’uso di fonti rinnovabili di energia. I piani regionali sono supportati da specifici piani energetici comunali realizzati dai comuni con popolazione superiore a cinquantamila abitanti, inseriti nei rispettivi piani regolatori generali.

Le Regioni hanno il compito di concedere contributi in conto capitale a sostegno dell’utilizzo delle fonti rinnovabili di energia nell’edilizia (Articolo 8) e del contenimento dei consumi energetici nei settori industriale, artigianale e terziario (Articolo 10) e nel settore agricolo (Articolo 13).

2.2.3 Decreto Legislativo 112/98 (Riforma Bassanini) e Riforma dell’Art.117 della Costituzione

In attuazione del processo di decentramento amministrativo, vanno ricordati il Decreto Legislativo 112/98 “*Conferimento di Funzioni e Compiti Amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti Locali, in Attuazione del Capo I della Legge 15 Marzo 1997, No. 59*”, che in base al principio di sussidiarietà ha trasferito molte funzioni dallo Stato alle Regioni e agli Enti locali e la Legge Costituzionale 3/01 che ha modificato il Titolo V della parte seconda della Costituzione.

Da tali riforme emerge la forte tendenza normativa ad attribuire nuove competenze alle Regioni anche nel campo dell’energia, per cui è necessario affrontare anche con logiche locali il problema della pianificazione energetica.

In particolare la nuova formulazione dell’Art. 117 della Costituzione attribuisce alle Regioni potestà legislativa in tutte le materie non espressamente riservate alla legislazione dello Stato.

La “produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell’energia” sono materia di legislazione concorrente, per cui allo Stato è riservata la potestà legislativa solo per la determinazione dei principi fondamentali.

2.2.4 Carbon Tax

Il Governo Italiano ha adottato, in collegato con la Legge Finanziaria del 1999, la Carbon Tax, uno strumento fiscale che grava sui combustibili fossili in relazione al quantitativo di anidride carbonica emesso durante il processo di combustione. La logica del nuovo tributo è quella di incentivare l’uso di prodotti energetici a basso contenuto di carbonio penalizzando l’utilizzo di quelli ad alto contenuto. L’istituzione della Carbon Tax, che trova la sua legittimazione nell’impegno sulla riduzione dei gas serra sottoscritto dal governo italiano a Kyoto (Paragrafo 2.1.2), è volta quindi a promuovere l’efficienza energetica e a incentivare l’uso di fonti di energia rinnovabile.

Il nuovo sistema di tassazione stabilisce aliquote obiettivo per le accise sugli oli minerali, differenziate a seconda del prodotto energetico e del settore di utilizzo dello stesso (maggiormente penalizzanti per i prodotti a maggior emissione di CO₂), generando un loro graduale incremento dal 1999 al 2005. In linea di massima in tutti i settori di utilizzo risultano maggiormente colpiti, sebbene con peso diverso, gli oli combustibili, il carbone ed il GPL rispetto al metano.

2.3 RIFERIMENTI NORMATIVI RELATIVI ALLA LIBERALIZZAZIONE DEI SETTORI ENERGETICI

A livello europeo la liberalizzazione dei settori energetici è stata avviata dalla Direttiva 96/92/CE sull’energia elettrica e dalla Direttiva 98/30/CE sul gas naturale.

In Italia tali direttive sono state recepite dai Decreti Legislativi 16 Marzo 1999, No. 79, e 23 Maggio 2000, No. 164, recanti norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica e del gas naturale. Successivamente le Direttive Comunitarie 2003/54/CE, sull’energia elettrica, e 2003/55/CE, sul gas, hanno superato le precedenti direttive. Tali atti normativi sono analizzati in maggior dettaglio nei paragrafi successivi.

Le nuove norme sull’elettricità promuovono la graduale apertura del mercato elettrico e la competitività del medesimo prospettando la tendenza verso una priorità nel dispacciamento per le fonti rinnovabili e per la cogenerazione che dovrebbe portare ad un aumento della produzione di energia elettrica da tale tipo di fonti. In un contesto energetico sempre più concorrenziale, inoltre, le stringenti normative

ambientali e la necessità di rinnovare il parco elettrico nazionale con centrali più efficienti spingeranno ad incrementare l'utilizzo del metano.

Le nuove norme sul gas definiscono la creazione di un mercato competitivo per il gas naturale come condizione essenziale per il completamento del mercato unico dell'energia. Un'effettiva liberalizzazione del mercato del gas naturale attraverso l'aumento del numero degli operatori concorrenti porta i seguenti vantaggi:

- miglioramento nella qualità del servizio;
- miglioramento nella efficienza interna;
- maggiore diversificazione delle fonti di approvvigionamento di gas naturale;
- diminuzione dei prezzi del combustibile e conseguente diminuzione del costo dell'energia elettrica con evidenti benefici per i consumatori finali di gas e di energia elettrica.

2.3.1 Decreto Legislativo 16 Marzo 1999, No. 79

Con la Legge No. 128 del 24 Aprile 1998 (Legge comunitaria '95-'97), all'Articolo 36, la Camera ha delegato il Governo ad emanare, entro un anno, uno o più decreti legislativi per dare attuazione alla Direttiva Europea 96/92/CE, recante norme comuni per il mercato interno per l'energia elettrica, nel rispetto di alcuni criteri direttivi. In particolare, l'Articolo 36 ha previsto:

- che sia garantito lo svolgimento del servizio pubblico, nonché l'universalità, la qualità e la sicurezza di questo ultimo, attraverso l'applicazione al mercato dei clienti vincolati di una tariffa unica nazionale e l'istituzione dell'acquirente unico;
- che il gestore della rete sia anche il dispacciatore e garantisca l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori;
- che venga favorita la riduzione del numero dei distributori attraverso la loro aggregazione;
- che sia incentivato l'uso delle energie rinnovabili e il risparmio energetico;
- che l'apertura del mercato italiano agli operatori esteri sia effettuata in base al principio di reciprocità.

In seguito alla delega sopracitata, nel Novembre 1998 è stato predisposto dal Governo lo schema di decreto legislativo recante l'attuazione della direttiva sulla

liberalizzazione del settore elettrico, definitivamente approvato il 19 Febbraio 1999 e pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il 31 Marzo 1999.

Tale decreto (anche indicato come “Decreto Bersani”), che definisce la nuova struttura del sistema elettrico italiano, prevede oltre 60 provvedimenti attuativi (ad oggi ne sono stati adottati solo una parte).

I principi sanciti dal decreto sono:

- il mercato elettrico è libero nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico contenuti nelle disposizioni del decreto stesso;
- la tariffa applicata ai clienti finali (la legge li definisce vincolati) è unica su tutto il territorio nazionale;
- i soggetti che svolgono attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita, dispacciamento, trasmissione di energia elettrica possono svolgere altre attività o acquisire partecipazioni in altri settori a condizione di garantire la separazione contabile ed amministrativa delle attività (vigilanza dell'autorità).

I punti salienti del decreto possono essere riassunti nel seguito:

- *rispetto della data di scadenza* per il recepimento della Direttiva 96/92/CE (19 Febbraio 1999), tenendo conto della complessità della materia;
- *indipendenza del gestore della rete* (Articolo 3): il gestore della Rete è il concessionario dell'attività di trasmissione e dispacciamento, gestisce i flussi di energia sulla rete ed i servizi connessi. Sono previste:
 - la costituzione di una società per azioni di proprietà del Ministero del Tesoro che esercita in maniera non discriminatoria l'attività di trasmissione e dispacciamento,
 - la nuda proprietà della rete di trasmissione resta all'ENEL e agli altri proprietari di rete,
 - il libero accesso alla rete sulla base di tariffe regolate definite dall'autorità per l'energia;
- *istituzione dell'acquirente unico* (Articolo 4): è prevista da parte del gestore della rete di trasmissione nazionale la costituzione di una società per azioni denominata “acquirente unico” che garantisce, attraverso la conclusione di contratti di fornitura anche di lungo termine, l'approvvigionamento al mercato dei clienti vincolati. L'Acquirente Unico stipula e gestisce i contratti di fornitura con i clienti vincolati garantendo continuità, sicurezza, efficienza del servizio pubblico e parità di trattamento per tutti i clienti sul territorio nazionale;

- *istituzione del gestore del mercato* (Articolo 5): la gestione economica del mercato elettrico è affidata ad un gestore del mercato che garantisce l'incontro tra domanda e offerta di energia. È prevista la costituzione di una società per azioni che gestirà il sistema di offerte di acquisto e di vendita dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi, sulla base del dispacciamento di tipo economico;
- *definizione delle soglie di eleggibilità*: attribuzione della qualifica di "clienti idonei" ai consumatori/gruppi di consumatori con consumi superiori a 30 GWh/a soglia ridotta a 20 GWh/a dal 2000 e a 9 GWh/a dal 2002 (Articolo 14); (sulla G.U. No. 66 del 20 Marzo 2001 è stata pubblicata la L. 5 Marzo 2001, No. 57 "*Disposizioni in Materia di Apertura e Regolazione dei Mercati*" contenente all'art. 10 una nuova soglia di eleggibilità: dopo 90 giorni dalla dismissione dell'ultima Genco la soglia di eleggibilità per la qualifica di "cliente idoneo" è fissata a 0.1 GWh/anno);
- *attività di produzione*:
 - piano di dismissioni degli impianti ENEL entro il 2003 per una potenza totale pari a 15,000 MW (Articolo 8),
 - obbligo per i produttori e gli importatori di non superare il 50% di tutta l'energia prodotta e importata in Italia (Articolo 8);
- *attività di distribuzione* (Articolo 9): vengono fissati dall'articolo obblighi e diritti delle imprese distributrici di energia. In particolare sono previste:
 - razionalizzazione della distribuzione attraverso un'unica concessione trentennale in ambito comunale,
 - acquisizione delle reti ENEL nelle aree in cui sono presenti le aziende municipalizzate;
- *import/export* (Articolo 10):
 - attività esercitata liberamente tenuto conto delle capacità di trasporto e di un'equa ripartizione tra mercato libero e vincolato,
 - clausola di reciprocità per l'import a beneficiario dei clienti idonei;

- *incentivo all'uso delle fonti rinnovabili, al risparmio energetico e alla riduzione delle emissioni di CO₂* (Articolo 11): punto qualificante della nuova normativa è l'implementazione della politica di salvaguardia ambientale e di risparmio energetico. L'Articolo 11 impone a partire dal 2001, al fine di incentivare il risparmio energetico e la riduzione dell'inquinamento, un obbligo minimo di immissione nella rete di energia prodotta da fonti rinnovabili pari al 2%¹ della produzione di energia da fonti convenzionali eccedente i 100 GWh (al netto della cogenerazione, degli autoconsumi della Centrale e delle esportazioni). In particolare vengono indicati:
 - riconoscimento della cogenerazione come strumento per l'efficienza energetica (si ricorda che la definizione di cogenerazione è stata sancita dalla Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas con la Deliberazione No. 42/02 del 19 Marzo 2002),
 - spinta ad investire in nuova capacità produttiva da fonti rinnovabili, nell'ambito dell'organizzazione del mercato dei certificati verdi ai sensi del decreto 11 Novembre 1999 “*Direttive per l'Attuazione delle Norme in Materia di Energia Elettrica da Fonti Rinnovabili di cui ai Commi 1, 2 e 3 dell'Articolo 11 del Decreto legislativo 16 Marzo 1999, No. 79*”.

In sintesi il Decreto Legislativo 79/99 prevede che dal 1° Aprile 1999 siano liberalizzate ai sensi dell'Articolo 1, comma 1, la produzione, l'importazione, l'esportazione l'acquisto e la vendita dell'energia nelle modalità previste.

L'attività di distribuzione dell'energia è svolta in regime di concessione rilasciata dal Ministero dell'Industria. Dal 1 Aprile 1999 sono rilasciate alla riserva statale (il gestore della rete di trasmissione nazionale ne è il concessionario):

- la trasmissione: attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulla rete interconnessa ad alta tensione ai fini della consegna ai clienti, ai distributori e ai destinatari dell'energia elettrica ai sensi dell'Articolo 2, comma 2;
- il dispacciamento: attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinato degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari.

Queste attività sono attribuite in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale. Il gestore della rete nazionale è individuato dall'Articolo 3 del provvedimento.

Il ruolo dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas è:

¹ Il D.Lgs 387/2003, che ha recepito la Direttiva 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, ha stabilito un incremento in 0.35 punti percentuali ogni anno, per il triennio 2004 – 2006.

- perseguire l'obiettivo della più efficiente utilizzazione dell'energia prodotta o comunque immessa nel sistema elettrico nazionale in coerenza con i vincoli tecnici;
- fissare le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete:
 - la libertà di accesso,
 - la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento.

L'ENEL ha costituito una società per azioni in cui sono conferiti:

- la titolarità e le funzioni di gestore della rete di trasmissione nazionale;
- tutti i beni, i rapporti giuridici inerenti l'attività del gestore, compresa la quota parte dei debiti afferenti al patrimonio conferito;
- personale necessario all'attività di competenza;
- dal 1° Aprile 2000 la società ha assunto il ruolo di gestore della rete nazionale di trasmissione.

Inoltre l'ENEL ha costituito società separate per la produzione, distribuzione e vendita ai clienti vincolati, vendita ai clienti idonei, esercizio di diritti di proprietà della rete di trasmissione, smaltimento centrali elettronucleari secondo quanto previsto dall'articolo 13 del decreto Bersani.

2.3.2 Decreto Legislativo 23 Maggio 2000, No. 164

In attuazione della Direttiva 98/30/CE, il Consiglio dei Ministri ha approvato il Decreto Legislativo 23 Maggio 2000, No. 164, recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale.

Il testo di legge definisce le finalità della liberalizzazione del mercato interno al gas naturale e le norme relative alle varie problematiche connesse alle fasi di seguito descritte:

- approvvigionamento (Titolo II, dall'Art. 3 all'Art. 7);
- trasporto e dispacciamento (Titolo III, dall'Art. 8 all'Art. 10);
- stoccaggio (Titolo IV, dall'Art. 11 all'Art. 13);
- distribuzione e vendita (Titolo V, dall'Art. 14 all'Art. 18);

- norme per la tutela e lo sviluppo della concorrenza (Titolo VI, dall'Art. 19 all'Art. 21);
- accesso al sistema (Titolo VII, dall'Art. 22 all'Art. 27);
- organizzazione del settore (Titolo VIII, dall'Art. 28 all'Art. 32);
- condizioni di reciprocità (Titolo IX, dall'Art. 33 all'Art. 35).

Approvvigionamento

Il problema dell'approvvigionamento si articola attraverso due filoni: l'importazione del gas naturale, che viene liberalizzata secondo i criteri di seguito indicati, e la coltivazione, che resta sottoposta a concessione, anche se in un'ottica di incentivazione sia dell'attività di ricerca, sia dello sfruttamento dei giacimenti marginali (al fine di incrementare in prospettiva le produzioni di gas naturale nazionale). L'attività di prospezione viene quindi disciplinata, regolamentando l'accesso e l'utilizzo comune di infrastrutture minerarie da parte di più titolari di concessione di coltivazione.

L'import dai Paesi non appartenenti all'Unione Europea è soggetto ad autorizzazione, in base ai seguenti criteri:

- capacità tecniche e finanziarie;
- garanzie sulla provenienza del gas;
- affidabilità dell'approvvigionamento, degli impianti di coltivazione e del sistema di trasporto;
- disponibilità di stoccaggio strategico;
- capacità, mediante adeguati piani di investimento, di contribuire allo sviluppo o alla sicurezza del sistema del gas o alla diversificazione degli approvvigionamenti

L'importazione di gas naturale prodotto all'interno della UE è libera ed è soggetta a semplice comunicazione al Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato.

I contratti Take or Pay, che rappresentano uno dei vincoli economici maggiormente restrittivi previsti dalla precedente legislatura, restano in vigore; tuttavia i limiti antitrust alla vendita ed al gas immesso in rete, importato o prodotto impongono di cedere il gas in eccedenza.

A valere su un fondo alimentato dalle royalties sono quindi previsti incentivi e agevolazioni per:

- l'attività di prospezione geofisica relativa a nuovi giacimenti;
- la coltivazione di giacimenti marginali.

Dispacciamento e Trasporto

Il trasporto e il dispacciamento sono definite dal Decreto attività di interesse pubblico, quindi libere, ma soggette a determinate disposizioni.

Le imprese che svolgono trasporto e dispacciamento sono tenute ad allacciare alla rete gli utenti che ne facciano richiesta ove il sistema di cui dispongano abbia idonea capacità e purché le opere necessarie all'allacciamento siano tecnicamente ed economicamente realizzabili in base a criteri tecnico-economici stabiliti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Viene creato un codice di rete e l'attività è sottoposta a controllo dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas per quanto riguarda l'accesso. Il Ministero dell'Industria (ora Ministero delle Attività Produttive) regola le condizioni di emergenza e la sicurezza.

È rinviata ad un decreto MAP la definizione della “rete nazionale di gasdotti” in base a criteri tecnici e funzionali.

Le tariffe di trasporto e dispacciamento sono determinate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas entro l'1 Gennaio 2001 sulla base di criteri del MICA. Fino al 31 Dicembre 2000 le imprese di trasporto e dispacciamento pubblicano tariffe transitorie.

Stoccaggio

L'attività di stoccaggio del gas naturale è svolta sulla base di concessione, di durata non superiore a 20 anni, rilasciata dal MAP. Alla scadenza del periodo di affidamento del servizio le reti e gli impianti rientrano nella piena disponibilità dell'ente affidante.

Le imprese che svolgono attività di distribuzione sono tenute ad allacciare alla rete i clienti che ne facciano richiesta che abbiano sede nell'ambito territoriale al quale si riferisce l'affidamento (criteri tecnico-economici stabiliti dall'AEEG).

Le tariffe di distribuzione sono determinate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas sulla base di criteri del MAP.

Sono previsti tre differenti tipi di stoccaggio al fine di:

- ottimizzare la produzione (stoccaggio minerario, destinazione prioritaria);
- bilanciare il mercato (stoccaggio di modulazione a carico dei venditori);
- garantire la sicurezza degli approvvigionamenti (stoccaggio strategico a carico degli importatori).

Distribuzione e Vendita

Vengono definite le norme per l'attività di distribuzione e gli obblighi delle imprese del settore e viene disciplinata l'attività di vendita.

L'attività di distribuzione è definita come attività di servizio pubblico. Il Decreto fissa le modalità di affidamento, indirizzo, vigilanza, programmazione e controllo che dovranno essere attuate dagli enti locali nei confronti del gestore del servizio, anche nella fase di transizione verso il nuovo sistema di distribuzione.

Per “*distribuzione*” si intende il trasporto (e dispacciamento) di gas naturale attraverso reti di gasdotti locali per la consegna ai clienti.

Il servizio è affidato esclusivamente mediante gara per periodi non superiori a 12 anni (a regime). Alla scadenza del periodo di affidamento del servizio le reti e gli impianti rientrano nella piena disponibilità dell'ente affidante.

Le imprese che svolgono attività di distribuzione sono tenute ad allacciare alla rete i clienti che ne facciano richiesta che abbiano sede nell'ambito territoriale al quale si riferisce l'affidamento purché esista la capacità de sistema e le opere necessarie all'allacciamento siano tecnicamente ed economicamente realizzabili in base a criteri stabiliti dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

Le tariffe di distribuzione sono determinate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas sulla base di criteri del MAP.

Nell'ambito della disciplina dell'attività di vendita il problema principale è quello della definizione dei clienti idonei. Il Decreto amplia, rispetto alla versione precedente, la possibilità di accedere al mercato: vengono infatti riconosciuti clienti idonei (ovvero in grado di stipulare contratti di acquisto di gas naturale con qualsiasi produttore, importatore, distributore o grossista, sia in Italia, sia all'estero) anche i consorzi con consumi pari almeno a 200,000 m³ all'anno e i cui singoli componenti consumino almeno 50,000 m³.

In particolare, dalla data di entrata in vigore del Decreto, sono dichiarati clienti idonei:

- tutti i distributori;
- clienti finali che consumano più di 200,000 m³;
- consorzi e società contabili con consumi pari almeno a 200,000 m³ l'anno e i cui singoli componenti consumino almeno 50,000 m³;
- le imprese che acquistano gas per la produzione di energia elettrica e per la cogenerazione di energia elettrica e calore.

Dal 1° Gennaio 2003 tutti i clienti sono considerati idonei.

Norme per la Tutela e lo Sviluppo della Concorrenza

Il Decreto prevede all'Art. 21 che dal 1 Gennaio 2002 vi sia la separazione societaria delle attività di trasporto e dispacciamento di gas naturale da tutte le altre attività del settore del gas, ad eccezione dell'attività di stoccaggio, che è oggetto di separazione contabile e gestionale dall'attività di trasporto e di dispacciamento e di separazione societaria da tutte le altre attività del settore del gas.

Accesso al Sistema

Le imprese di gas hanno l'obbligo di permettere l'accesso al sistema a coloro che ne facciano richiesta nel rispetto delle condizioni tecniche di accesso e di interconnessione.

Vengono disciplinati i casi di rifiuto di accesso per mancanza di capacità, per obblighi di servizio pubblico o per gravi difficoltà economiche dovute a contratti "Take or Pay" e le procedure di verifica in caso di rifiuto di accesso per mancanza di capacità, di connessione o per obblighi di servizio pubblico.

Vengono infine definite le norme per garantire l'interconnessione e l'interoperabilità del sistema gas. È prevista l'emanazione, entro sei mesi, delle norme tecniche sui requisiti minimi di progettazione, costruzione ed esercizio delle opere e impianti del sistema di trasporto, distribuzione e stoccaggio.

Organizzazione del Settore

Vengono definiti dal Decreto i compiti del Ministero dell'Industria, fatti salvi i poteri dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e quelli dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

Vengono definiti inoltre i compiti del MAP e i criteri per il rilascio delle autorizzazioni e concessioni da parte di Enti competenti; quindi si procede alla dichiarazione della pubblica utilità delle infrastrutture del sistema gas.

Riguardo alla Dichiarazione di Pubblica Utilità (Art. 30), il D.Lgs prevede che le opere necessarie per l'importazione, il trasporto, lo stoccaggio, per i gasdotti di distribuzione e per i terminali di GNL, compresi gli impianti di rigassificazione, siano dichiarate di pubblica utilità nonché urgenti e indifferibili.

È estesa a tutti i soggetti la possibilità di ottenere la dichiarazione di pubblica utilità delle infrastrutture del sistema gas. La facoltà della dichiarazione è del MAP, salvo per la distribuzione, che è di competenza regionale.

Condizioni di Reciprocità

Le imprese del gas aventi sede in Italia hanno diritto di accedere ai sistemi del gas e di concludere contratti di fornitura del gas con i clienti dichiarati idonei negli altri Paesi membri dell'UE, ove tale tipologia di clienti sia stata dichiarata idonea in Italia.

Le imprese del gas aventi sede in altri Paesi membri dell'UE e le imprese aventi sede in Italia ma controllate direttamente o indirettamente da imprese aventi sede in altri Paesi membri dell'UE hanno diritto di concludere contratti di vendita con clienti dichiarati idonei in Italia solo nel caso in cui la stessa tipologia di cliente sia stata dichiarata idonea nel Paese ove tali imprese, o le eventuali imprese che le controllano, hanno sede.

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas è l'autorità competente per risolvere in sede amministrativa le controversie, anche transfrontaliere, relative all'accesso al sistema del gas naturale.

Il D.Lgs, recependo la direttiva comunitaria sul gas naturale 98/30/CE, pone le basi per la liberalizzazione del mercato italiano del gas. In particolare, il Decreto prevede per la sua attuazione l'emanazione di importanti norme e delibere da parte rispettivamente del Ministero delle Attività Produttive (MAP) e dell'Autorità.

2.3.3 Direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE

Gli Obiettivi della Riforma

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 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, attraverso due differenti ordini di provvedimenti.

Innanzitutto sono state introdotte misure finalizzate a realizzare una liberalizzazione progressiva della domanda, ciò al fine di consentire a tutte imprese di beneficiare, a prescindere dalla loro dimensione, dei vantaggi della concorrenza, di abbassare i prezzi anche per i consumatori domestici, e di giungere ad un'effettiva parità delle condizioni praticate in tutti gli stati UE, in modo da costruire effettivamente un unico ed integrato mercato comune.

In secondo luogo, le due direttive contengono una serie di misure finalizzate al miglioramento in termini strutturali dei mercati del gas naturale e dell'energia elettrica. Fondamentale a tal fine si rivela la regolazione dell'accesso dei terzi alle infrastrutture. Tale accesso dovrebbe essere basato su:

- tariffe pubblicate e non discriminatorie;
- separazione fra gestori dell'infrastruttura ed erogatori dei servizi.

Va infine rilevato che il termine per dare attuazione alle disposizioni della Direttiva da parte degli Stati Membri è stato fissato al 1 Luglio 2004.

Di seguito si evidenziano alcuni degli aspetti più significativi.

Separazione

Nelle direttive sono inserite misure di separazione funzionale, affinché le imprese che gestiscono le infrastrutture siano non solo entità giuridicamente separate dalle imprese che svolgono attività commerciali, ma siano anche in grado di operare in modo autonomo ed indipendente.

In particolare, con riferimento al settore elettrico (Direttiva 2003/55/CE), gli art. 8, 10, 13 e 15 prevedono che i gestori del sistema di trasmissione debbono essere

indipendenti “quantomeno sotto il profilo della forma giuridica, dell’organizzazione e del potere decisionale”; tuttavia “tali norme non comportano l’obbligo di separare la proprietà dei mezzi del sistema di trasporto dell’impresa verticalmente integrata”.

Vengono poi individuate espressamente alcune misure che devono essere applicate, al fine di garantire l’indipendenza dei gestori:

- divieto per gli amministratori delle società che gestiscono le infrastrutture di partecipare a strutture societarie di generazione/produzione e fornitura (e distribuzione per gli amministratori delle società di trasmissione e trasmissione per gli amministratori delle società di distribuzione);
- gli interessi professionali degli amministratori devono essere tutelati in modo da garantire l’indipendenza delle loro scelte;
- ai soggetti gestori delle infrastrutture deve essere dato pieno controllo sugli impianti necessari alla manutenzione, allo sviluppo e all’esercizio delle infrastrutture;
- deve essere predisposto dai gestori delle infrastrutture un programma delle misure da adottare per evitare comportamenti discriminatori, con indicazione degli obblighi specifici dei dipendenti. Su tali misure deve essere presentata una relazione annuale all’Autorità di regolazione.

Con riferimento al mercato del gas naturale (Direttiva 2003/55/CE), le medesime disposizioni sono contenute agli articoli 7, 9, 11 e 13.

Inoltre gli art. 15 e 17, rispettivamente della direttiva per il settore gas ed elettrico, consentono la gestione di una rete combinata di trasmissione e distribuzione (e, per il gas, anche di GNL e di stoccaggio) da parte di un gestore che sia indipendente e che garantisca il rispetto delle medesime misure.

Accesso

Dalle direttive emerge chiaramente che l’accesso effettivo e non discriminatorio dei terzi alle infrastrutture è considerato elemento essenziale per lo sviluppo della concorrenza. Al perseguimento di tale obiettivo sono innanzitutto funzionali le misure atte a garantire la neutralità dei gestori delle reti e degli impianti che sopra si sono descritte.

Accanto a tali misure, tuttavia, deve essere garantita la trasparenza e prevedibilità delle condizioni di accesso, mediante la pubblicazione e regolazione delle tariffe.

Il Ruolo delle Autorità di Regolazione

A seguito delle considerazioni svolte in merito alle riforme introdotte dalle nuove direttive per il mercato elettrico e del gas (ed in particolare dalla previsione di un regime di accesso regolato alle infrastrutture di rete) occorre sottolineare come nel mutato contesto normativo europeo le Autorità nazionali di regolazione abbiano assunto un ruolo centrale.

Le direttive prevedono l'obbligatoria costituzione di Autorità nazionali di regolazione, precisando che *“tali autorità sono pienamente indipendenti dall'industria elettrica”* (art. 23) e *“dall'industria del gas”* (art. 25).

I due articoli riservano alle Autorità un compito di monitoraggio del mercato energetico nonché le funzioni di fissare o approvare le condizioni di connessione e di accesso alle reti nazionali e le condizioni di fornitura dei servizi di bilanciamento.

Con riferimento a tali ultimi aspetti alle Autorità può essere riconosciuto anche il compito di presentare all'organo competente dello Stato Membro le relative tariffe.

2.3.4 Relazioni con il Progetto

Le nuove norme sull'elettricità promuovono la graduale apertura e competitività del mercato elettrico e incentivano la produzione di energia elettrica da impianti a maggior rendimento e minore impatto ambientale, **prospettando la tendenza verso una priorità nel dispacciamento per le fonti rinnovabili e per la cogenerazione.**

Tali aspetti sono assolutamente coerenti con il progetto di ristrutturazione della Centrale Lamarmora, oggetto del presente studio.

Il progetto, che coniuga l'assetto tradizionale con i cicli combinati, permette la diversificazione delle fonti di approvvigionamento ed incide positivamente sulla continuità della produzione e disponibilità di energia.

2.4 DISPOSIZIONI URGENTI PER GARANTIRE LA SICUREZZA DEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE E LA CONTINUITÀ DELLE FORNITURE

L'attuale tasso di crescita della domanda di energia elettrica, che nel 2002 è stato pari a 1.8 punti percentuali, non risulta essere bilanciato dal tasso di crescita della produzione nazionale stimata pari a circa l'1.6% annuo (Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, 2003, Relazione Annuale sullo Stato dei Servizi e sull'Attività Svolta); **ciò rende necessario il rinnovamento e l'ampliamento del parco di generazione esistente in Italia.**

In questa ottica il Governo Italiano ha emanato alcuni **provvedimenti atti a garantire la continuità delle forniture in condizioni di sicurezza**; nel presente Paragrafo in particolare sono analizzate:

- la Legge No. 55 del 9 Aprile 2002, che converte in legge il DL No. 193 del 4 Febbraio 2002 il quale stabilisce misure urgenti per la sicurezza del sistema elettrico;
- la Legge No. 83 del 17 Aprile 2003, che modifica e converte in legge il DL No. 25 del 18 Febbraio 2003, recante disposizioni urgenti in materia di oneri generali del sistema elettrico;
- la Legge No. 290 del 27 Ottobre 2003 che converte il legge il DL No. 239 del 29 Agosto del 2003.

2.4.1 Legge No. 55 del 9 Aprile 2002

La Legge 55/02 attua la conversione del DL 193/02 il quale stabilisce alcune misure finalizzate ad evitare il pericolo di interruzione della fornitura di energia elettrica sul territorio nazionale ed a garantire la copertura del fabbisogno energetico interno (Art. 1), **in particolare riconosce come opere di pubblica utilità:**

- costruzione di impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici;
- **interventi di modifica e ripotenziamento delle esistenti centrali;**
- realizzazione di opere connesse ed infrastrutture funzionali all'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica.

Per le opere di cui sopra il DL 193/02 stabilisce un iter autorizzativo semplificato demandando al Ministero delle Attività Produttive il rilascio di un'autorizzazione unica che sostituisce autorizzazioni, concessioni ed atti di assenso comunque denominati; dall'iter semplificato sono escluse le opere rientranti nelle categorie menzionate in precedenza per le quali risulta conclusa la procedura di VIA (Art. 1, comma 4). L'autorizzazione rilasciata dal MAP ha inoltre effetto di variante degli strumenti urbanistici e del Piano Regolatore Portuale, se le modifiche relative sono state previste e messe in evidenza nel progetto approvato (Art.1, comma 3).

2.4.2 Legge No. 83 del 17 Aprile 2003

Con la Legge 83/03 è stato convertito in Legge il DL 25 del 18 Febbraio 2003 recante “*Disposizioni Urgenti in Materia di Oneri Generali del Sistema Elettrico e di Realizzazione, Potenziamento, Utilizzazione e Ambientalizzazione di Impianti Termoelettrici*”.

Il citato Decreto fissa dei criteri per nuove installazioni e **per il potenziamento di impianti esistenti**; in particolare stabilisce che:

- ai fini dell’effettuazione della Valutazione d’Impatto Ambientale sui progetti di nuova installazione, o di modifica o ripotenziamento di impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici, **sono considerati prioritari i progetti di ambientalizzazione delle centrali esistenti che garantiscono la riduzione delle emissioni inquinanti complessive, nonché i progetti che comportano il riutilizzo di siti già dotati di adeguate infrastrutture di collegamento alla rete elettrica nazionale**, ovvero che contribuiscono alla diversificazione verso fonti primarie competitive, ovvero che comportano un miglioramento dell’equilibrio tra domanda ed offerta di energia elettrica, almeno a livello regionale, anche tenendo conto degli sviluppi della rete di trasmissione e delle nuove centrali già autorizzate (Art. 3, comma 1);
- nelle more della realizzazione dei progetti di nuova installazione o di modifica o ripotenziamento di impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici e comunque non oltre il 31 Dicembre 2004, il Ministro delle Attività Produttive, in relazione alla necessità di garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale, può disporre l'utilizzazione di potenza elettrica per un ammontare non superiore a 4,000 MW netti, derivante dall’esercizio di impianti termoelettrici, per i quali non risulta garantito il rispetto dei limiti di emissione in atmosfera (Art.3, comma 2-bis);
- l’utilizzazione degli impianti termoelettrici avviene sulla base di Piani Transitori approvati con decreti del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell’Ambiente e della Tutela del territorio, sentite le regioni interessate, su proposta del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (Art. 3, comma 2-ter).

2.4.3 Legge No. 290 del 27 Ottobre 2003

Con la Legge No. 290 del 7 Ottobre 2003 è stato convertito in legge il Decreto Legge No. 239 del 29 Agosto 2003 recante “*Disposizioni Urgenti per la Sicurezza e lo Sviluppo del Sistema Elettrico Nazionale e per il Recupero di Potenza di Energia*”.

Elettrica. Deleghe al Governo in Materia di Remunerazione della Capacità Produttiva di Energia Elettrica e di Esportazione per Pubblica Utilità”.

Tale decreto fissa, all'Art.1, quanto segue:

- al fine di garantire la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale, assicurando la produzione in misura necessaria alla copertura del fabbisogno nazionale, con decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, e su motivata e documentata segnalazione del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, può essere autorizzato l'esercizio temporaneo di singole centrali termoelettriche di potenza termica superiore a 300 MW, inserite nei piani di esercizio dello stesso Gestore, anche in deroga ai limiti di emissioni in atmosfera e di qualità dell'aria fissati nei provvedimenti di autorizzazione, ovvero derivanti dall'applicazione del Decreto del Presidente della Repubblica 24 Maggio 1988, No. 203, nonché dal regolamento di cui al decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 2 Aprile 2002, No. 60;
- al fine di conferire un elevato grado di certezza agli investimenti previsti nel settore energetico e consentire un'adeguata programmazione nello sviluppo delle reti infrastrutturali dell'energia, l'autorizzazione rilasciata ai sensi del Decreto Legge 7 Febbraio 2002, No. 7, convertito, con modificazioni, dalla Legge 9 Aprile 2002, No. 55, ovvero del regolamento di cui al Decreto del Presidente della Repubblica 11 Febbraio 1998, No. 53, concernente la realizzazione o il ripotenziamento di centrali termoelettriche di potenza superiore a 300 MW termici, decade ove il titolare dell'autorizzazione, entro dodici mesi dal momento in cui il provvedimento di autorizzazione è divenuto inoppugnabile, a seguito della definizione di eventuali ricorsi in sede giurisdizionale, non comunichi di avere dato inizio ai lavori di realizzazione dell'iniziativa;
- **per la costruzione e l'esercizio di impianti di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici si applicano le disposizioni del Decreto-Legge 7 Febbraio 2002, No. 7, convertito, con modificazioni, dalla Legge 9 Aprile 2002, No. 55.**

2.4.4 Relazioni con il Progetto

Come già evidenziato in precedenza, il progetto di ristrutturazione della Centrale Lamarmora coniuga l'assetto tradizionale con un ciclo combinato. In tal modo viene perseguita la diversificazione delle fonti di approvvigionamento garantendo maggior flessibilità nella produzione e incidendo positivamente sulla continuità e disponibilità di energia.

In particolare si evidenziano i **seguenti principali elementi di coerenza con le disposizioni per la sicurezza e lo sviluppo del sistema elettrico**:

- il progetto consiste nel ripotenziamento di una centrale esistente, quindi comporta il riutilizzo di un impianto già esistente e funzionante, dotato di adeguate infrastrutture;
- l'intervento contribuisce alla diversificazione verso fonti primarie competitive e comporta un miglioramento dell'equilibrio tra domanda ed offerta di energia elettrica.

2.5 RIORDINO DEL SISTEMA ENERGETICO NAZIONALE (LEGGE NO. 239/2004)

La Legge 23 Agosto 2004, No. 239 “*Riordino del Sistema Energetico, nonché Delega al Governo delle Disposizioni Vigenti in Materia di Energia*” è costituita da un articolo unico di 121 commi ed è finalizzata alla riforma ed al complessivo riordino del settore dell'energia; in particolare la Legge, sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione, adeguatezza e leale collaborazione dallo Stato, dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, dalle Regioni e dagli Enti Locali, si propone il raggiungimento degli obiettivi seguenti (Comma 3):

- *a) garantire sicurezza, flessibilità e continuità degli approvvigionamenti di energia, in quantità commisurata alle esigenze, diversificando le fonti energetiche primarie, le zone geografiche di provenienza e le modalità di trasporto;*
- *b) promuovere il funzionamento unitario dei mercati dell'energia, la non discriminazione nell'accesso alle fonti energetiche e alle relative modalità di fruizione e il riequilibrio territoriale in relazione ai contenuti delle lettere da c) a l);*
- *c) assicurare l'economicità dell'energia offerta ai clienti finali e le condizioni di non discriminazione degli operatori nel territorio nazionale, anche al fine di promuovere la competitività del sistema economico del Paese nel contesto europeo e internazionale;*
- *d) assicurare lo sviluppo del sistema attraverso una crescente qualificazione dei servizi e delle imprese e una loro diffusione omogenea sul territorio nazionale;*

- *e) perseguire il miglioramento della sostenibilità ambientale dell'energia, anche in termini di uso razionale delle risorse territoriali, di tutela della salute e di rispetto degli impegni assunti a livello internazionale, in particolare in termini di emissioni di gas ad effetto serra e di incremento dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili assicurando il ricorso equilibrato a ciascuna di esse;*
- *f) promuovere la valorizzazione delle importazioni per le finalità di sicurezza nazionale e di sviluppo della competitività del sistema economico del Paese;*
- *g) valorizzare le risorse nazionali di idrocarburi, favorendone la prospezione e l'utilizzo con modalità compatibili con l'ambiente;*
- *h) accrescere l'efficienza negli usi finali dell'energia;*
- *i) tutelare gli utenti-consumatori, con particolare riferimento alle famiglie che versano in condizioni economiche disagiate;*
- *l) favorire e incentivare la ricerca e l'innovazione tecnologica in campo energetico, anche al fine di promuovere l'utilizzazione pulita di combustibili fossili;*
- *m) salvaguardare le attività produttive con caratteristiche di prelievo costanti e alto fattore di utilizzazione dell'energia elettrica, sensibili al costo dell'energia;*
- *n) favorire, anche prevedendo opportune incentivazioni, le aggregazioni nel settore energetico delle imprese partecipate dagli enti locali sia tra di loro che con le altre imprese che operano nella gestione dei servizi.*

Le previste modifiche al quadro normativo di riferimento del settore energetico vengono impostate dalla Legge secondo le seguenti linee di intervento:

- ripartizione delle competenze dello Stato e delle Regioni, in relazione alle modifiche introdotte dalla riforma del Titolo V della Costituzione (Legge Costituzionale 18 Ottobre 2001, No. 3), con l'indicazione dei principi fondamentali per la legislazione regionale nel settore;
- completamento della liberalizzazione dei mercati energetici, al fine di promuovere la concorrenza e ridurre i prezzi;
- incremento dell'efficienza del mercato interno, attraverso procedure di semplificazione e interventi di riorganizzazione del settore;
- diversificazione delle fonti energetiche, anche a tutela della sicurezza degli approvvigionamenti e dell'ambiente.

Come precedentemente accennato, la riforma del Titolo V della Costituzione ha posto l'energia tra le materie di legislazione concorrente fra Stato e Regioni, modificando i ruoli ed i compiti dei diversi livelli di governo (Articolo 117, comma 3, Costituzione).

In tale ambito la Legge 239/04 si pone l'obiettivo di equilibrare il rapporto tra poteri statali e poteri locali nell'ottica di conferire un carattere unitario alla gestione del sistema. La soluzione prevista dal provvedimento consiste nell'elaborazione in capo allo Stato degli obiettivi e nella definizione delle linee della politica energetica, e i criteri generali per la sua attuazione a livello territoriale.

Lo Stato, anche avvalendosi dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, esercita i compiti e le funzioni amministrative necessari a promuovere il funzionamento unitario dei mercati dell'energia, la non discriminazione nell'accesso alle fonti energetiche e alle relative modalità di fruizione e il riequilibrio territoriale tra i quali (Comma 7):

- determinazioni inerenti importazione e l'esportazione di energia;
- definizione del quadro di programmazione di settore;
- determinazione dei criteri generali tecnico-costruttivi e delle norme tecniche essenziali degli impianti di produzione, trasporto, stoccaggio e distribuzione dell'energia, nonché delle caratteristiche tecniche e merceologiche dell'energia importata, prodotta, distribuita e consumata;
- imposizione e la vigilanza sulle scorte energetiche obbligatorie;
- identificazione delle linee fondamentali dell'assetto del territorio nazionale con riferimento all'articolazione territoriale delle reti infrastrutturali energetiche dichiarate di interesse nazionale ai sensi delle leggi vigenti;
- programmazione di grandi reti infrastrutturali energetiche dichiarate di interesse nazionale ai sensi delle leggi vigenti;
- utilizzazione del pubblico demanio marittimo e di zone del mare territoriale per finalità di approvvigionamento di fonti di energia;
- determinazioni in materia di rifiuti radioattivi;
- l'adozione di misure temporanee di salvaguardia della continuità della fornitura, in caso di crisi del mercato dell'energia o di gravi rischi per la sicurezza della collettività o per l'integrità delle apparecchiature e degli impianti del sistema energetico.

Con particolare riguardo al settore elettrico, lo Stato, avvalendosi anche dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, esercita i seguenti compiti e funzioni (Comma 8, lettera a)):

- rilascio della concessione per l'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento nazionale dell'energia elettrica e l'adozione dei relativi indirizzi;
- stipula delle convenzioni per il trasporto dell'energia elettrica sulla rete nazionale;
- approvazione degli indirizzi di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, considerati anche i piani regionali di sviluppo del servizio elettrico;
- adozione di misure finalizzate a garantire l'effettiva concorrenzialità del mercato dell'energia elettrica;
- definizione dei criteri generali per le nuove concessioni di distribuzione dell'energia elettrica e per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti di generazione di energia elettrica di potenza termica superiore ai 300 MW, sentita la Conferenza unificata e tenuto conto delle linee generali dei piani energetici regionali.

Con particolare riguardo al settore del gas naturale, lo Stato, avvalendosi anche dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, esercita i seguenti compiti e funzioni (Comma 8, lettera b)):

- adozione di indirizzi alle imprese che svolgono attività di trasporto, dispacciamento sulla rete nazionale e rigassificazione di gas naturale e di disposizioni ai fini dell'utilizzo, in caso di necessità, degli stoccaggi strategici nonché la stipula delle relative convenzioni e la fissazione di regole per il dispacciamento in condizioni di emergenza e di obblighi di sicurezza
- individuazione, di intesa con la Conferenza unificata, della rete nazionale di gasdotti;
- le determinazioni inerenti lo stoccaggio di gas naturale in giacimento;
- autorizzazione allo svolgimento delle attività di importazione e vendita del gas ai clienti finali rilasciata sulla base di criteri generali stabiliti, sentita la Conferenza unificata;
- adozione di indirizzi per la salvaguardia della continuità e della sicurezza degli approvvigionamenti, per il funzionamento coordinato del sistema di stoccaggio e per la riduzione della vulnerabilità del sistema nazionale del gas naturale.

Riguardo agli elettrodotti facenti parte della rete nazionale di trasporto dell'energia elettrica la Legge ne definisce (comma 26) la costruzione e l'esercizio come "attività di preminente interesse statale" al fine di garantire la sicurezza del sistema energetico e di promuovere la concorrenza nei mercati dell'energia elettrica. Essi sono soggetti ad un'autorizzazione unica rilasciata dal Ministero delle Attività Produttive di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e previa intesa con la Regione o le Regioni interessate, la quale sostituisce autorizzazioni, concessioni, nulla osta e atti di assenso comunque denominati previsti dalle norme vigenti. Nel caso in cui tali opere siano sottoposte a VIA, l'esito positivo di tale valutazione costituisce parte integrante e condizione necessaria del procedimento autorizzatorio. Le disposizioni previste dal comma 26 si applicano altresì alle opere connesse e alle infrastrutture per il collegamento alle reti nazionali di trasporto dell'energia delle centrali termoelettriche di potenza superiore a 300 MW termici, già autorizzate in conformità alla normativa vigente.

Relativamente agli impianti di produzione di energia elettrica la Legge stabilisce quanto segue:

- per i nuovi impianti di potenza termica non inferiore a 300 MW che sono autorizzati dopo la data di entrata in vigore della legge i proprietari corrispondono alla Regione sede degli impianti, a titolo di contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio e per l'impatto logistico dei cantieri, un importo pari a 0.20 Euro per ogni MWh di energia elettrica prodotta, limitatamente ai primi sette anni di esercizio degli impianti. La Regione sede degli impianti provvede alla ripartizione del contributo compensativo tra i seguenti soggetti:
 - il Comune sede dell'impianto, per un importo non inferiore al 40% del totale,
 - i Comuni contermini, in misura proporzionale per il 50% all'estensione del confine e per il 50% alla popolazione, per un importo non inferiore al 40% del totale,
 - la Provincia che comprende il Comune sede dell'impianto;
- **per gli impianti di potenza termica non inferiore a 300 MW, oggetto di interventi di potenziamento autorizzati dopo la data di entrata in vigore della legge, il contributo, calcolato con riferimento all'incremento di potenza derivante dall'intervento, è ridotto alla metà e viene corrisposto per un periodo di tre anni dall'entrata in esercizio dello stesso ripotenziamento;**
- tale contributo non è dovuto in tutti i casi in cui vengono stipulati gli accordi di cui al comma 5 della Legge o risultino comunque già stipulati, prima della data di entrata in vigore della presente Legge, accordi volontari relativi a misure di compensazione;

- qualora gli impianti di produzione di energia elettrica, per la loro particolare ubicazione, valutata in termini di area di raggio non superiore a 10 km dal punto baricentrico delle emissioni ivi incluse le opere connesse, interessino o esplichino effetti ed impatti su parchi nazionali, il contributo ad essi relativo è corrisposto agli enti territoriali interessati in base a criteri individuati con decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, da emanare entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore della Legge.

La Legge prevede infine che il Ministero delle Attività Produttive, al fine di accrescere la sicurezza e l'efficienza del sistema energetico nazionale (mediante interventi per la diversificazione delle fonti e l'uso efficiente dell'energia):

- realizzi, nel triennio 2004 – 2006, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, un piano nazionale di educazione e informazione sul risparmio e sull'uso efficiente dell'energia;
- realizzi, nel triennio 2004 – 2006, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, progetti pilota per il risparmio ed il contenimento dei consumi energetici in edifici utilizzati come uffici da pubbliche amministrazioni;
- promuova, di concerto con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio in esecuzione di accordi di cooperazione internazionale esistenti, studi di fattibilità e progetti di ricerca in materia di tecnologie pulite del carbone e ad "emissione zero", progetti di sequestro dell'anidride carbonica e sul ciclo dell'idrogeno, consentendo una efficace partecipazione nazionale agli stessi accordi.

2.6 PRINCIPALI RIFERIMENTI REGIONALI E LOCALI

2.6.1 Legge Regionale 12 Dicembre 2003, No. 26

La Legge Regionale No. 26 del 12 Dicembre 2003 "*Disciplina dei Servizi Locali di Interesse Economico Generale, Norme in Materia di Gestione dei Rifiuti, di Energia, di Utilizzo del Sottosuolo e di Risorse Idriche*" disciplina i servizi locali di interesse generale; tale legge in particolare riordina i seguenti settori:

- gestione dei rifiuti urbani;
- sistema energetico regionale;
- gestione dei sistemi integrati di alloggiamento delle reti nel sottosuolo;
- gestione delle risorse idriche e del servizio idrico integrato.

Nel presente Paragrafo sono esaminati gli aspetti relativi al sistema energetico regionale, mentre gli altri aspetti di interesse sono esaminati in altre sezioni del presente Quadro di Riferimento Programmatico.

2.6.1.1 Obiettivi Generali della Legge Regionale (Sistema Energetico)

Gli obiettivi principali della LR 26/2003 relativamente alla disciplina della gestione del sistema energetico regionale possono essere così riassunti:

- contribuire alla creazione e diffusione di una cultura dell'uso razionale dell'energia volto al contenimento dei fabbisogni energetici dei costi e delle emissioni;
- attivare provvedimenti concreti finalizzati a conseguire la riduzione delle emissioni climalteranti come previsto dal protocollo di Kyoto;
- garantire la sicurezza dell'approvvigionamento per tutti gli utenti;
- contribuire allo sviluppo ed alla realizzazione delle infrastrutture per il trasporto dell'energia;
- garantire che la produzione, l'interconnessione, la distribuzione e la vendita dell'energia elettrica e del gas naturale avvengano secondo criteri di economicità, efficienza ed efficacia;
- tutelare i soggetti socialmente ed economicamente svantaggiati o residenti in zone territorialmente svantaggiate.

Per il raggiungimento di tali obiettivi la Regione promuove e sviluppa azioni volte a:

- favorire e incentivare forme di risparmio energetico, **sviluppo della cogenerazione e del teleriscaldamento e aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili**, anche al fine di ridurre la dipendenza energetica della Regione;
- promuovere la ricerca e l'innovazione tecnologica, lo scambio di esperienze e di conoscenze per l'utilizzo di combustibili a ridotto impatto ambientale e per l'impiego dell'idrogeno;
- incrementare il grado di competitività del mercato energetico lombardo, prevedendo interventi a sostegno della liberalizzazione dello stesso;

- sostenere le iniziative finalizzate al miglioramento dell'efficienza energetica e la riduzione delle emissioni inquinanti nei trasporti, la diversificazione dei carburanti e la promozione dell'uso dei biocarburanti;
- promuovere e sostenere la riduzione dei consumi degli immobili esistenti e di nuova costruzione;
- promuovere la realizzazione di programmi di formazione e informazione;
- impegnare le società di gestione delle reti e di erogazione del servizio in progetti educativi rivolti agli utenti per incentivare l'uso di impianti ed apparecchi più efficienti.

2.6.1.2 Competenze

Con riferimento alla gestione del sistema energetico della Regione Lombardia la LR 26/2003 distribuisce le funzioni come brevemente riassunto nel seguito:

- la Regione è tenuta a:
 - elaborare la pianificazione energetica regionale,
 - unificare le procedure per il rilascio dei provvedimenti autorizzativi in campo energetico, ambientale e territoriale,
 - promuovere interventi a tutela dall'inquinamento atmosferico,
 - concedere incentivi per l'effettuazione di studi e ricerche e per la realizzazione di progetti finalizzati alla promozione dell'uso razionale dell'energia, delle fonti rinnovabili, della riduzione dei consumi energetici e al miglioramento delle situazioni ambientali,
 - concedere i contributi finalizzati a incentivare la conversione a stoccaggio di gas naturale dei giacimenti in fase avanzata di coltivazione e a garantire un maggiore grado di sicurezza del sistema del gas con le modalità indicate dai bandi regionali,
 - rilasciare l'autorizzazione per la fornitura di gas naturale tramite linee dirette,
 - esercitare le funzioni amministrative connesse al rilascio dell'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici, agli interventi di modifica e ripotenziamento, nonché alle opere connesse e alle infrastrutture indispensabili all'esercizio degli stessi,
 - disciplinare le modalità e i criteri per certificare l'efficienza energetica degli edifici;
- alle Province spetta:

- adottare interventi per la promozione e l'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili e del risparmio energetico anche in attuazione del programma energetico regionale,
 - rilasciare l'abilitazione alla conduzione degli impianti termici e istituire i relativi corsi di formazione,
 - effettuare il controllo sul rendimento energetico degli impianti termici nei comuni con popolazione inferiore a 40,000 abitanti,
 - esercitare le competenze di cui all'Articolo 30 del Decreto Legislativo 23 Maggio 2000, No. 164 con riferimento alle tratte di reti di trasporto e distribuzione localizzate nei rispettivi territori,
 - svolgere le funzioni amministrative concernenti l'installazione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica di potenza inferiore a 300 MW termici, nonché la realizzazione di linee e impianti elettrici, limitatamente a quelli di tensione nominale fino a 150 KV, insistenti sul territorio provinciale;
- i Comuni provvedono a:
 - favorire la diffusione delle fonti energetiche rinnovabili, l'uso razionale dell'energia ed il risparmio energetico, anche operando tramite i propri strumenti urbanistici e regolamentari,
 - applicare la riduzione, secondo modalità e criteri definiti dalla Regione, degli oneri di urbanizzazione nel caso di progetti caratterizzati da alta qualità energetica,
 - rilasciare la certificazione energetica degli edifici civili,
 - effettuare il controllo sul rendimento energetico degli impianti termici ubicati nei comuni con popolazione superiore a 40,000 abitanti.

2.6.2 Programma Energetico Regionale

In data 3 Dicembre 2002, il Consiglio Regionale della Lombardia ha approvato un atto di indirizzo per le Politiche energetiche regionali che costituisce il riferimento del Programma Energetico Regionale, strumento che, a partire da una attenta lettura quantitativa dello stato di fatto e da realistiche ipotesi di sviluppo, evidenzia i punti critici del sistema energetico e definisce obiettivi e strumenti dell'azione regionale.

Il Programma Energetico della Regione Lombardia (PER) è stato approvato con DGR. No. 12467 in data 21 Marzo 2003.

Secondo quanto predisposto dal Programma Regionale di Sviluppo della VII Legislatura e dal Documento di Programmazione Economico-Finanziaria, **il Programma Energetico Regionale (PER) ha come obiettivo lo sviluppo sostenibile del sistema energetico regionale, incentivando l'uso delle fonti rinnovabili, la diffusione degli impianti di cogenerazione e il teleriscaldamento.**

Nei paragrafi seguenti è riportata una breve descrizione del contesto energetico regionale attuale e delle previsioni di consumo al 2010, oltre alla sintesi degli obiettivi e delle linee di intervento previste dal Programma.

I bilanci energetici comunali e le ipotesi di copertura del fabbisogno energetico sono descritti in maggior dettaglio nel Quadro di Riferimento Progettuale del SIA.

2.6.2.1 Il Contesto Attuale e le Prospettive Energetiche

La Domanda di Energia

La Regione Lombardia risulta la maggior consumatrice di energia del Paese (circa il 23% in più rispetto alla media nazionale). I consumi finali di energia primaria rappresentano circa il 20% dei consumi italiani e sono in continua crescita (in particolare il metano, anche grazie alla progressiva conversione al gas naturale degli impianti di generazione di energia elettrica e di quelli da riscaldamento civile).

L'Offerta di Energia

La Lombardia importa il 98.2% degli idrocarburi che consuma, dei quali il 58.2% sono destinati ai consumi finali e il 41.5% alla produzione di energia elettrica.

L'energia elettrica viene prodotta secondo le seguenti modalità:

- 31.2% per via idroelettrica;
- 67.3% per via termoelettrica;
- 1.5% da combustione di biomasse e rifiuti.

Nel 2000 la Lombardia ha importato il 38% dell'energia elettrica consumata.

Il parco termoelettrico è obsoleto, con efficienze nette vicine al 40% contro il 55% degli impianti di più moderna concezione.

Le Previsioni di Consumo

Le previsioni di consumo per gli anni a venire possono venire effettuate con criteri differenti; esse rappresentano il frutto di elaborazioni basate su andamenti quantitativi del passato, proiettati secondo criteri che non possono tenere conto, necessariamente, della reale evoluzione dei numerosi aspetti interagenti in un mondo tendente alla globalizzazione. Ogni previsione quindi necessita di venire costantemente aggiornata rispetto agli accadimenti esterni e di essere tarata rispetto ad un contesto nel quale le condizioni al contorno, e quindi gli esiti finali anche nel campo energetico, possono modificarsi notevolmente.

Ai fini del presente studio, sono state considerate le diverse ipotesi di sviluppo dei consumi al 2010 (ENEA, GRTN, Regione Lombardia).

Nella tabella seguente sono riassunti i dati principali, associati a note esplicative.

Sintesi delle previsioni dei consumi finali di energia al 2010 (*)			
	Energia primaria (ktep)	Di cui Energia elettrica (GWh)	Note
Enea bassa	26.101	72.001	Non basata su analisi econometriche; escluse variabili congiunturali e tecnologiche
Enea alta	32.990	57.849	Non basata su analisi econometriche; escluse variabili congiunturali e tecnologiche
RL "A"	31.167	79.190 (**)	Basata sulla proiezione di dati "storici" reali del GRTN per i soli consumi elettrici, con un medio impatto delle politiche di sostegno all'uso razionale dell'energia e diffusione delle fonti rinnovabili
RL "B"	31.078	78.155	Come il precedente, con un più alto impatto delle politiche di sostegno all'uso razionale dell'energia
RL "C"	28.000	73.700	Impatto delle politiche di sostegno all'uso razionale dell'energia e diffusione delle fonti rinnovabili molto elevati

(*) a fini comparativi, l'energia termica da teleriscaldamento/cogenerazione è stata trasformata in energia primaria.

(**) 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 2,75% rispetto al valore effettivo del 2000).

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 PER evidenzia che 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.

Maggiori dettagli e approfondimenti sui previsti scenari di consumo sono presentati nel Quadro di Riferimento Progettuale del presente SIA.

2.6.2.2 Obiettivi e Linee di Intervento della Programmazione Energetica Regionale

Gli obiettivi strategici della politica energetica regionale richiamati dal PER sono i seguenti:

- ridurre il costo dell'energia per contenere i costi per le famiglie e per migliorare la competitività del sistema delle imprese;
- ridurre le emissioni climalteranti ed inquinanti, nel rispetto delle peculiarità dell'ambiente e del territorio;
- promuovere la crescita competitiva dell'industria delle nuove tecnologie energetiche;
- prestare attenzione agli aspetti sociali e di tutela della salute dei cittadini collegati alle politiche energetiche, quali gli aspetti occupazionali, la tutela dei consumatori più deboli ed il miglioramento dell'informazione, in particolare sulla sostenibilità degli insediamenti e sulle compensazioni ambientali previste.

Per raggiungere gli obiettivi strategici così formulati il PER evidenzia che occorre agire in modo coordinato su diverse linee di intervento:

- ridurre la dipendenza energetica della Regione, incrementando la produzione di energia elettrica e di calore con la costruzione di nuovi impianti ad alta efficienza;
- **ristrutturare gli impianti esistenti elevandone l'efficienza ai nuovi standard consentiti dalle migliori tecnologie;**
- migliorare e diversificare le interconnessioni con le reti energetiche nazionali ed internazionali in modo da garantire certezza di approvvigionamenti;
- promuovere l'aumento della produzione energetica a livello regionale tenendo conto della salvaguardia della salute della cittadinanza;

- riorganizzare il sistema energetico lombardo nel rispetto delle caratteristiche ambientali e territoriali e coerentemente con un quadro programmatico complessivo;
- ridurre i consumi specifici di energia migliorando l'efficienza energetica e promuovendo interventi per l'uso razionale dell'energia;
- promuovere l'impiego e la diffusione capillare sul territorio delle fonti energetiche rinnovabili, potenziando al tempo stesso l'industria legata alle fonti rinnovabili stesse;
- promuovere lo sviluppo del sistema energetico lombardo in congruità con gli strumenti urbanistici.

2.6.2.3 Obiettivi sul lato Offerta e relativi Strumenti

Determinazione della Potenza Termoelettrica Autorizzabile

La tabella seguente del PER riporta il calcolo della potenza elettrica aggiuntiva autorizzabile in Regione Lombardia per raggiungere, al 2010, le ipotesi contenute nell'Atto di Indirizzi di Politica Energetica per la Regione Lombardia, considerando un valore di riferimento di 5,500 ore/anno per i nuovi impianti termoelettrici.

Tabella 4a: CALCOLO POTENZA TERMOELETTRICA AGGIUNTIVA AUTORIZZABILE		
A - Fabbisogno totale al 2010	GWh	82.000
B - 10 % importazione	GWh	8.200
C - Fabbisogno netto di produzione interna al 2010	$=A-B$	GWh 73.800
D - Produzione interna netta per il consumo al 2000	GWh	38.600
E - Fabbisogno aggiuntivo di energia al 2010	$=C-D$	GWh 35.200
F - Stima incremento energia da idroelettrico al 2010	GWh	700
G - Stima incremento energia da altre rinnovabili al 2010	GWh	900
H - Fabbisogno aggiuntivo di energia termoelettrica al 2010	$=E-F-G$	GWh 33.600
I - Fabbisogno aggiuntivo di potenza termoelettrica installata al 2010 (5.500 ore/anno) $=H/5.500$	MW	6.100
J - Stima potenzialità incremento coeff. utilizzo e repowering di centrali esistenti (MW equivalenti)	MW	3.000
K - Stima aumento reale incremento coefficiente di utilizzo e repowering di centrali esistenti	MW	2.000
L - Potenza aggiuntiva già autorizzata al 15/02/2003	MW	2.050
M - Potenza aggiuntiva con VIA positiva al 15/02/2003	MW	750
Potenza termoelettrica aggiuntiva autorizzabile	$=I-K-L-M$	MW 1.300

Il PER indica che la potenza termoelettrica aggiuntiva autorizzabile alla luce delle considerazioni effettuate per la realizzazione di nuove grandi centrali termoelettriche risulta essere pari a 1,300 MW. **Tale valore esclude gli interventi di potenziamento di impianti esistenti (quale il presente progetto) e le iniziative impiantistiche di piccola e media taglia destinate ad autoproduzione con cogenerazione e teleriscaldamento, in quanto esse andrebbero a sostituire altre forme di sfruttamento dell'energia quali il riscaldamento diffuso o la produzione di energia termica per usi industriali attualmente generata con impianti dedicati, contribuendo ad una maggiore efficienza energetica, ad una più equilibrata distribuzione sul territorio ed ad un miglioramento complessivo delle condizioni ambientali.**

La Distribuzione delle Nuove Centrali sul Territorio Regionale

Con lo scopo di individuare le aree più adeguate per l'insediamento di nuove centrali è stata svolta un'analisi per stabilire criteri di priorità e condizioni di salvaguardia relativamente alla possibile distribuzione sul territorio regionale.

Va anzitutto notato che la distribuzione di produzioni e assorbimenti elettrici in Lombardia è fortemente disomogenea e che le aree particolarmente energivore sono, di norma, fortemente sollecitate dal punto di vista ambientale, a causa della elevata presenza di industrie e di centri urbani; non è quindi sempre facile ipotizzare la presenza di ulteriori centrali in aree di tal genere.

L'analisi si è quindi basata su una divisione del territorio lombardo in macro aree, per le quali sono più facilmente definibili criteri di salvaguardia o di opportunità insediativa, quantunque tale assunzione sia, evidentemente, limitativa e pertanto valida come indicazione di massima.

Inoltre si sono identificate alcune realtà più puntuali dove i bilanci energetici locali indicano una situazione di forte capacità produttiva, rendendo non accettabili ulteriori grandi insediamenti energetici. E' questo il caso delle aree del Mantovano e del Pavese, che restano quindi escluse da quelle nelle quali autorizzare nuove grandi centrali.

L'analisi ha quindi concentrato l'attenzione su tre macro aree:

- Area 1: la fascia Nord, costituita dalla parte alpina ed immediatamente subalpina, che include la Provincia di Sondrio, la gran parte delle Province di Varese, Como, Lecco e la parte settentrionale delle Province di Bergamo e Brescia fino a ridosso dell'asse autostradale Milano-Venezia;
- Area 2: la fascia centrale Est-Ovest, che comprende l'area della grande Milano, del basso Varesotto e della bassa Brianza, nonchè la parte meridionale delle Province di Bergamo e Brescia;

- Area 3: la fascia Sud, composta sostanzialmente dalle aree del Lodigiano e del Cremonese e dalle porzioni immediatamente contigue delle province di Pavia e di Mantova, dovendosi escludere, per le considerazioni di cui sopra, le estremità est ed ovest di tale fascia.

Una considerazione particolare andrà poi riservata all'Area di Milano.

Le considerazioni sulle opportunità di insediare nuove grandi centrali termoelettriche sono basate sulla valutazione di una serie di parametri:

- caratteristiche fisiche del territorio;
- bilancio energetico dell'area;
- pressione ambientale sull'area;
- prossimità alle utenze;
- presenza di linee di collegamento (metanodotti e elettrodotti): tale parametro deve intendersi riferito sia alla presenza fisica di tali infrastrutture che al loro grado di saturazione.

La Centrale Lamarmora, sede degli interventi di ristrutturazione oggetto del presente studio, è situata nell'Area 1.

Da un punto di vista orografico, tale area risulta non adatta, in linea di principio, all'insediamento di nuovi grandi impianti per la produzione di energia termoelettrica.

La fascia Nord della Regione è caratterizzata da una buona capacità di produzione di energia elettrica, in quanto vi sono concentrate la quasi totalità delle risorse idroelettriche regionali. D'altra parte, la presenza di aree a vocazione industriale, specie nella parte subalpina, provoca consumi di un certo rilievo. Il bilancio energetico di questa fascia presenta pertanto un deficit stimabile intorno al 25%, valore peraltro inferiore alla media regionale.

L'elevato sfruttamento del territorio comporta una discreta presenza di elementi di pressione ambientale, anche se inferiore ad altre aree regionali.

L'insediamento di eventuali nuove centrali, in alcune limitate parti di tale fascia, si potrebbe collocare in prossimità di significativi centri di utenza elettrica: tuttavia l'area risulta caratterizzata dalla dispersione e da una scarsa presenza di linee di collegamento, difficili da realizzare a causa delle caratteristiche del territorio.

Ciò considerato, **l'installazione di nuove grandi centrali termoelettriche, con potenza superiore a 300 MWe, viene esclusa nell'Area 1**, mentre viene considerata accettabile nelle altre aree, con priorità all'Area 3 rispetto all'Area 2. **Il progetto in**

esame, relativo al potenziamento di un impianto esistente in Area 1, è coerente con le indicazioni del PER.

In conclusione, dall'analisi svolta dal PER emergono le seguenti considerazioni:

- la potenza elettrica aggiuntiva necessaria per portare la Regione Lombardia al 2010 verso valori di importazione dell'ordine del 10% viene valutata in 6,100 MW;
- di tale potenza necessaria, **circa 2,000 MW saranno realisticamente realizzati attraverso interventi di potenziamento di impianti esistenti di diverse dimensioni;**
- una ulteriore aliquota pari a 2,050 MW risulta già autorizzata secondo il regime vigente prima dell'attuale normativa: a questa va aggiunta una ulteriore quota di 750 MW con parere regionale favorevole per la VIA ma non ancora autorizzata dal Ministero dell'Ambiente e Tutela del Territorio;
- la quota ulteriore da fornire mediante la realizzazione di nuove centrali termoelettriche è pertanto stimata in 1,300 MW, elevabili in caso di mancata realizzazione di una (o più di una) delle nuove centrali già autorizzate;
- la potenza realizzabile sarà distribuita sul territorio tenendo conto delle seguenti indicazioni:
 - le zone del mantovano e del pavese nonché la fascia territoriale definita come Area 1 resteranno escluse dalla costruzione di grandi impianti, mentre potranno essere ammesse nuove realizzazioni di impianti di moderato impatto ambientale,
 - la fascia individuata come Area 3 potrà ospitare una potenza aggiuntiva tra 800 e 1,200 MW,
 - la fascia individuata come Area 2 potrà ospitare una potenza aggiuntiva tra 400 e 1,200 MW, ma con un livello di priorità inferiore a quello dell'Area 3,
 - per l'area della grande Milano saranno ammissibili interventi di potenziamento e/o miglioramento di centrali esistenti e non nuove centrali situate in siti attualmente non dedicati alla produzione di energia elettrica;
- nelle valutazioni puntuali sulle singole iniziative sarà applicato il criterio della valutazione comparativa; **saranno inoltre validi i criteri di priorità definiti nell'Atto di Indirizzi per le politiche energetiche approvato dal Consiglio Regionale e le valutazioni tecniche di dettaglio contenute nella Comunicazione alla Giunta Regionale No. 6788 del 9 Novembre 2001 degli Assessori alle Risorse Idriche e Servizi di Pubblica Utilità e Qualità dell'Ambiente, avente per oggetto "Criteri per l'Autorizzazione di Nuove Centrali Termoelettriche", che costituisce parte integrante del PER (si veda il successivo Paragrafo 2.6.3).**

2.6.3 Criteri Regionali per l'Autorizzazione di Nuove Centrali Termoelettriche

La Regione Lombardia (Assessore alle Risorse Idriche e Servizi di Pubblica Utilità e Assessore alla Qualità dell'Ambiente) ha indicato i criteri di valutazione per i nuovi impianti termoelettrici (Comunicazione alla Giunta del 9 Novembre 2001).

Tali criteri costituiscono una sistematizzazione degli indirizzi e delle disposizioni contenute negli strumenti di programmazione in materia di atmosfera e ambiente, valutati in maniera sinergica rispetto alle implicazioni economiche ed ambientali conseguenti all'installazione di nuove centrali termoelettriche.

Nella comunicazione viene evidenziato che, dal punto di vista strategico, nell'attuale situazione di carenza dell'offerta, l'Italia ha l'esigenza di sviluppare la propria capacità di produzione, per ridurre la propria dipendenza dall'estero ed assicurare la competitività alle proprie imprese. Tale discorso è ancora più attuale in una Regione come la Lombardia che è in forte deficit di produzione rispetto al fabbisogno interno, con conseguente aggravio dei costi e riduzione della competitività delle imprese.

Si indica pertanto la necessità, per il medio periodo, di:

- ottimizzare la capacità di trasmissione con i Paesi confinanti;
- **accelerare il miglioramento tecnologico degli impianti esistenti;**
- **incrementare la dotazione di potenza installata con impianti ad alta efficienza energetica ed ambientalmente sostenibili.**

I criteri definiti hanno lo scopo di consentire una valutazione delle singole proposte in modo da selezionare le migliori dal punto di vista del rapporto tra costi e benefici economico-ambientali.

Tali criteri sono:

- adozione della migliore tecnologia disponibile: le nuove tecnologie disponibili sul mercato possiedono, rispetto agli impianti esistenti, caratteristiche di minor impatto ambientale e di migliore efficienza energetica. Quest'ultima caratteristica concorre, tra l'altro, al conseguimento delle politiche di riduzione delle emissioni climalteranti conseguenti al Protocollo di Kyoto;
- coerenza con le esigenze di fabbisogno energetico e termico dell'area limitrofa alla Centrale: l'impianto può avere impatti economici ed ambientali positivi sull'area limitrofa derivanti dall'erogazione di calore ed energia elettrica ad altri insediamenti o allo stesso insediamento in cui è inserito. In particolare si considerano preferenziali i seguenti criteri:
 - produzione di calore in cogenerazione: **assumono carattere di priorità assoluta gli impianti di cogenerazione**, poichè conseguono,

complessivamente, una maggiore efficienza energetica ed una riduzione delle emissioni in atmosfera rispetto alla situazione ex ante. La cogenerazione assume carattere di significatività maggiore al crescere del rapporto tra l'energia termica cogenerata e quella complessivamente prodotta dall'impianto,

- soddisfacimento del fabbisogno di energia d'area: le utenze idonee limitrofe alla centrale (nel raggio di circa 40 km) possono avere un beneficio economico, dovuto alla disponibilità sul mercato di una fonte di energia elettrica a minore costo di vettoriamento. Per questo motivo, vanno privilegiati gli impianti situati in contesti particolarmente energivori, per i quali non sia già disponibile una fonte di produzione;
- coerenze con le reti di collegamento energia elettrica-metano: costituisce criterio di valutazione preferenziale la minimizzazione degli impatti ambientali delle infrastrutture di collegamento alla rete di trasmissione nazionale dell'energia elettrica e di trasporto del gas;
- impatto economico e occupazionale sul tessuto produttivo locale: costituisce criterio di valutazione preferenziale la funzionalità dell'impianto termoelettrico ad un piano di sviluppo industriale complessivo, che prevede l'utilizzo del calore e dell'energia elettrica prodotti in altri stabilimenti limitrofi. In questo caso la valutazione deve considerare l'effetto positivo sul tessuto produttivo locale del piano complessivo;
- diversificazione delle fonti: costituisce elemento positivo di valutazione la diversificazione delle fonti energetiche utilizzate per la produzione termoelettrica, purchè vengano rispettati i criteri di elevata efficienza energetica e compatibilità ambientale degli interventi;
- localizzazione territoriale rispetto alle aree critiche definite dal Piano Regionale di Qualità dell'Aria. In particolare, in **zona critica**, sono considerati valutabili ai fini della produzione di energia elettrica a scopo commerciale gli impianti che corrispondono ai seguenti requisiti:
 - progetti di nuovi impianti, esclusivamente se di potenzialità limitata al fabbisogno energetico del richiedente entro la zona o il comune "critico" in cui si intende realizzare l'impianto stesso,
 - **progetti di modifiche sostanziali ad impianti esistenti, esclusivamente se non prevedono un aumento delle emissioni totali annue rispetto a quelle calcolate per l'impianto nella potenzialità e tecnologia precedenti alla modifica, applicando i limiti previsti nel PRQA per l'adeguamento.**

Nei casi suddetti per la produzione di energia elettrica devono inoltre essere utilizzati:

- i combustibili gassosi con il minore impatto ambientale;
- la migliore tecnologia disponibile per la produzione dell'energia (ciclo cogenerativo o ciclo integrato);

- la migliore tecnologia disponibile per l'abbattimento delle emissioni generate (deNOx), oppure una tecnologia di combustione che consegua gli stessi limiti di emissione.

L'allegato A all' "Accordo tra Governo, Regioni, Province, Comuni e Comunità Montane per l'Esercizio dei Compiti e delle Funzioni di rispettiva Competenza in materia di Produzione di Energia Elettrica" del 5 Settembre 2002 indica i criteri di valutazione da utilizzare al fine di verificare la maggiore o minore rispondenza delle richieste di autorizzazione di centrali elettriche alle esigenze di sviluppo omogeneo e compatibile del sistema elettrico nazionale, riportati di seguito:

- criteri generali, in particolare:
 - compatibilità con gli strumenti di pianificazione esistenti generali e settoriali d'ambito regionale e locale,
 - coerenza con le esigenze di fabbisogno energetico e dello sviluppo produttivo della Regione o della zona interessata dalla richiesta, con riferimento anche alle ricadute di soddisfacimento del fabbisogno energetico e di sviluppo produttivo sulle regioni confinanti,
 - coerenza con le esigenze di diversificazione delle fonti primarie e delle tecnologie produttive; saranno in ogni caso considerati coerenti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, come definite dal D. Lgs. No. 79/1999, che risultano congruenti con gli atti e gli indirizzi regionali,
 - grado di innovazione tecnologica, con particolare riferimento al rendimento energetico ed al livello di emissioni dell'impianto proposto,
 - utilizzo delle migliori tecnologie ai fini energetici e ambientali, con particolare riferimento alla minimizzazione delle emissioni di NOx e CO, tenendo conto della specifica dimensione d'impianto,
 - massimo utilizzo possibile dell'energia termica cogenerata,
 - riduzione o eliminazione, ove esistano, di altre fonti di produzione di energia e di calore documentata con apposite convenzioni e accordi volontari con le aziende interessate,
 - **diffusione del teleriscaldamento, in relazione alla specifica collocazione dell'impianto**, finalizzato alla climatizzazione anche delle piccole utenze produttive e delle utenze private di piccole dimensioni, con la messa a disposizione di un servizio di pubblica utilità per i centri urbani coinvolti,
 - minimizzazione dei costi di trasporto dell'energia e dell'impatto ambientale delle nuove infrastrutture di collegamento dell'impianto proposto alle reti esistenti,
 - riutilizzo prioritario di siti industriali già esistenti, anche nell'ambito dei piani di riconversione di aree industriali,
 - concorso alla valorizzazione e riqualificazione delle aree territoriali interessate compreso il contributo allo sviluppo e all'adeguamento della forestazione ovvero tutte le altre misure di compensazione delle criticità ambientali territoriali assunte anche a seguito di eventuali accordi tra il proponente e l'ente locale,

- completezza ed affidabilità delle modalità previste per ottemperare all'obbligo posto dall'art. 11 del D. Lgs. No. 79/1999, relativamente all'immissione di nuova energia da fonti rinnovabili,
- nel caso uno stesso territorio sia interessato da più progetti le Regioni possono promuovere la valutazione comparativa degli stessi sulla base dei criteri suesposti;
- adeguatezza della collocazione e della coerenza territoriale, in particolare verranno tenute in considerazione (fatti salvi gli approfondimenti in sede di valutazione d'impatto ambientale, nonché gli indirizzi programmatori derivanti da atti regionali, dai piani territoriali di coordinamento provinciale e dai piani comunali e provinciali energetici), oltre ai criteri generali:
 - l'esistenza di eventuali aree individuate come ambientalmente critiche ai sensi della Legge 19 Maggio 1997, No. 137, nelle quali è consentito l'insediamento di nuovi impianti, a condizione che i medesimi utilizzino la migliore tecnologia industriale disponibile per l'abbattimento delle emissioni e contribuiscano a migliorare la situazione preesistente, coerentemente con il piano di risanamento previsto per l'area suddetta,
 - l'esistenza di eventuali aree individuate dal piano della qualità dell'aria o da altri strumenti di programmazione come critiche, nelle quali è consentito l'insediamento di nuovi impianti termoelettrici, a condizione che i medesimi utilizzino la migliore tecnologia industriale disponibile per l'abbattimento delle emissioni e contribuiscano a migliorare la situazione preesistente, coerentemente con il piano previsto per l'area suddetta,
 - **l'esistenza di centrali termoelettriche suscettibili di risanamento, ammodernamento e innovazione tecnologica, anche attraverso il loro ripotenziamento;**
- nella valutazione complessiva del progetto si terrà in considerazione altresì l'impatto occupazionale ed economico sul tessuto produttivo locale, considerato nel suo bilancio complessivo esistente in relazione alla situazione economica locale;
- le richieste di autorizzazione di nuovi impianti, o di potenziamento o ristrutturazione di impianti esistenti, vengono esaminate singolarmente, secondo l'ordine di priorità temporale di presentazione delle domande;
- l'autorizzazione rilasciata ai diversi livelli istituzionali dovrà avere una validità temporale definita (un anno normalmente, modificabile in presenza di progetti di particolare complessità o motivi particolari) per l'inizio dei lavori di realizzazione.

2.6.4 Piano Energetico Comunale

Il Piano Energetico Comunale (PEC) 2002 – 2004, contenuto nel Piano Regolatore Generale del Comune di Brescia, è stato approvato dalla Giunta della Regione Lombardia con Delibera No. VII/17074 del 6 Aprile 2004 e si articola essenzialmente nelle seguenti sezioni:

- analisi del bilancio energetico e ambientale della Città di Brescia (anno di riferimento: 2001);
- bilancio energetico e ambientale ipotizzato per l'anno 2006;
- proposte operative per una più completa e organica programmazione delle attività centrate sul binomio energia -ambiente.

Nel seguito sono sintetizzati i bilanci energetico compiuti nell'ambito del piano. Maggiori dettagli e approfondimenti sul sistema energetico della Città di Brescia e sui previsti scenari di sviluppo sono presentati nel Quadro di Riferimento Progettuale del presente SIA.

2.6.4.1 Bilancio Energetico – Situazione Attuale (Anno 2001)

A livello qualitativo 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. L'introduzione del termoutilizzatore ha fatto in modo che i combustibili rinnovabili assumessero un ruolo fondamentale; è stato infatti stimato, con riferimento ai dati del 2001, un contributo delle fonti rinnovabili pari all'11% del totale. Il fabbisogno energetico della città riferito all'anno 2001 è sintetizzato nella tabella seguente (Comune di Brescia, 2002).

Consumo di Energia Primaria del Comune di Brescia per Categoria di Vettore Energetico (Anno 2001)		
Approvvigionamento/Destinazione d'Uso	Totale Energia Primaria [GWh/anno]	Incidenza sul Consumo Totale [%]
Combustibili rinnovabili per la produzione di energia elettrica e termica	1,298	9.8
Combustibili fossili rinnovabili per la produzione di energia elettrica e termica	7,438	56.4
Combustibili per trasporti pubblici e privati	4,462	33.8
<i>TOTALE</i>	<i>13,198</i>	<i>100</i>

2.6.4.2 Bilancio Energetico – Scenario Anno 2006

Il 2006 è stato scelto dal PEC come anno di riferimento per il quale le principali novità di carattere energetico ed ambientale **sono rappresentate dalla messa in esercizio della terza linea del termoutilizzatore ASM e dall'ammodernamento della Centrale Lamarmora (attraverso la sostituzione degli attuali impianti con cicli combinati ad alta efficienza)**. La stima dei consumi energetici è sintetizzata nella tabella seguente:

Consumo di Energia Primaria del Comune di Brescia per Categoria di Vettore Energetico (Anno 2006)		
Approvvigionamento/Destinazione d'Uso	Totale Energia Primaria [GWh/anno]	Incidenza sul Consumo Totale [%]
Combustibili rinnovabili per la produzione di energia elettrica e termica	1,947	15
Combustibili fossili rinnovabili per la produzione di energia elettrica e termica	6,537	50
Combustibili per trasporti pubblici e privati	4,462	35
TOTALE	12,946	100

Rispetto al bilancio relativo all'anno 2001 si evidenzia quanto segue:

- i consumi di energia primaria rimangono sostanzialmente stabili pur a fronte del sensibile aumento dei fabbisogni energetici;
- aumenta il contributo delle fonti rinnovabili (15% sul totale);
- il fabbisogno elettrico non coperto dal sistema cogenerativo ASM viene assicurato con centrali di generazione elettrica semplice.

Sulla base dello scenario considerato, il Piano Energetico evidenzia per l'anno 2006 che, a fronte dell'incremento dei consumi globali, si verifica una diminuzione delle emissioni in atmosfera; tale diminuzione è essenzialmente legata al previsto ammodernamento degli impianti di produzione di energia.

Dal punto di vista degli interventi le principali proposte operative del Piano Energetico Comunale riguardano:

- **conseguimento di una maggiore consapevolezza** attraverso:
 - formazione dei singoli utenti,
 - offerta di servizi che consentano di raggiungere concreti obiettivi di risparmio energetico e, conseguentemente, di minore impatto ambientale,

- costituzione di un Osservatorio per l'Energia e l'Ambiente che consideri tutte le attività energetiche presenti sul territorio e coordini le necessarie attività di monitoraggio mirate;
- **riduzione dei carichi elettrici e del consumo di gas naturale** ed avvio di un apposito studio di fattibilità sulle potenziali riduzioni dei consumi di energia elettrica;
- **riduzione dell'impatto dei trasporti** anche attraverso la graduale introduzione dei biocombustibili e di altri combustibili alternativi, oltre alle normali tecniche di riduzione dei consumi ed emissioni;
- **incremento delle fonti rinnovabili e delle tecnologie efficienti.** L'incremento delle fonti rinnovabili deve essere favorito attraverso una serie di azioni finalizzate a:
 - stabilire con sufficiente precisione l'attuale penetrazione delle diverse tecnologie alternative,
 - aumentare l'applicazione dei sistemi solari fotovoltaici e termici;
 - introdurre l'utilizzo dei biocombustibili,
 - introdurre sistemi basati sull'impiego della pompa di calore,
 - valutare la convenienza economico-energetica conseguente all'adozione di sistemi di trigenerazione (generazione di elettricità, riscaldamento e raffrescamento), al fine di ottimizzare le prestazioni degli impianti di tipo cogenerativo anche in condizioni estive,
 - promuovere azioni di tipo informativo.

2.6.5 Relazioni con il Progetto

L'intervento di ristrutturazione della Centrale Lamarmora mediante la realizzazione di un nuovo gruppo a ciclo combinato a gas naturale (in sostituzione dei gruppi esistenti 1 e 2, che saranno passati a riserva, per la produzione di calore in emergenza) è **pienamente conforme con le finalità e gli obiettivi degli strumenti normativi e di pianificazione e programmazione regionali e locali relativi al settore energetico**, in particolare per quanto riguarda i seguenti aspetti:

- **riduzione della dipendenza energetica dall'estero**, perché consente l'aumento di produzione nazionale di energia elettrica, in particolare in una zona come quella della Regione Lombardia che presenta un non trascurabile deficit energetico;
- **risparmio energetico**, poichè la tecnologia a ciclo combinato consente consumi specifici (per unità di energia prodotta) minori rispetto ai cicli convenzionali;

- **sviluppo economico con minori impatti sull'ambiente.** Il ciclo combinato, infatti, rispetto ai cicli tradizionali, è caratterizzato da una maggiore efficienza energetica e garantisce minori emissioni di NO_x, CO e CO₂ (sono inoltre trascurabili le emissioni di SO_x e polveri).

In tale ambito, inoltre, la cogenerazione finalizzata alla produzione di energia elettrica e calore per il teleriscaldamento risulta essere di interesse strategico in quanto permette il contenimento dei costi di produzione e delle emissioni di inquinanti in atmosfera.

La realizzazione del progetto di ristrutturazione della CTEC Lamarmora è inoltre pienamente in accordo con i criteri regionali per l'autorizzazione di nuove centrali termoelettriche indicati nella Comunicazione Regionale del 9 Novembre 2001 e nell'Accordo Stato-Regioni del 5 Settembre 2002, documenti che costituiscono parte integrante del Programma Energetico Regionale.

Per quanto riguarda la pianificazione energetica comunale, l'analisi del bilancio energetico della Città di Brescia condotto nell'ambito del PEC ha evidenziato che il progetto di ristrutturazione della Centrale Lamarmora, insieme all'introduzione della terza linea di combustione del termoutilizzatore ASM (interventi esplicitamente previsti nell'ambito del Piano), comporterà un aumento della produzione di energia elettrica nell'ambito comunale ed una diminuzione complessiva delle emissioni atmosferiche.

3 STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE DEI TRASPORTI

Nel presente capitolo sono analizzati i seguenti documenti relativi alla pianificazione del settore dei trasporti di livello nazionale e regionale:

- Piano Generale dei Trasporti (Paragrafo 3.1.1);
- Piano Regionale della Mobilità e dei Trasporti della Regione Lombardia (Paragrafo 3.1.2);
- Intesa Generale Quadro tra il Ministero delle Infrastrutture e la Regione Lombardia (Paragrafo 3.1.3).

Le relazioni tra il progetto e gli strumenti di pianificazione analizzati sono evidenziate nel Paragrafo 3.2.

3.1 ANALISI DEI PRINCIPALI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE

3.1.1 Piano Generale dei Trasporti (PGT)

Il nuovo Piano Generale dei Trasporti e della Logistica è stato redatto nel Gennaio 2001 ed è stato approvato con Deliberazione del Consiglio dei Ministri, adottata nella riunione del 2 Marzo 2001, e con DPR del 14 Marzo 2001. Lo stesso è stato pubblicato sul Supplemento Speciale alla G.U. No. 163 del 16 Luglio 2001.

Il Piano riscontra carenze e inadeguati livelli di qualità dei servizi offerti, di tipo infrastrutturale, gestionale e organizzativo, in particolare per quanto riguarda il forte squilibrio verso il trasporto su strada, sia passeggeri che merci, la congestione su alcune grandi direttrici e nelle principali aree urbane, i conseguenti impatti in termini di inquinamento e incidentalità.

Il Piano ha come obiettivo l'innalzamento del livello di qualità del servizio, degli standard di sicurezza, la diminuzione dell'impatto ambientale e il progressivo riequilibrio del sistema dei trasporti tra le diverse zone del Paese.

Per raggiungere questi obiettivi il Piano introduce all'interno del comparto dei trasporti:

- elementi di competizione in grado di garantire efficienza ed economicità dei servizi;
- nuove regole per la composizione dei conflitti;

- regole per la tutela e la flessibilità del lavoro.

Il PGT inoltre favorisce lo sviluppo di sistemi intermodali, l'innovazione tecnologica, la Ricerca e Sviluppo (R&S).

3.1.2 Piano Regionale della Mobilità e dei Trasporti (PRMT)

A livello regionale gli strumenti di programmazione vigenti nel campo dei trasporti sono:

- Piano Regionale dei Trasporti (1982);
- Programma Regionale della Viabilità (1985).

Il significativo incremento di domanda di trasporto insieme ai cambiamenti registrati negli ultimi anni nell'assetto demografico, sociale e produttivo lombardo, hanno portato alla necessità di predisporre un nuovo Piano Regionale della Mobilità e dei Trasporti, a cui la Regione in questi anni ha cercato di far fronte attraverso una pianificazione strategica "per progetti".

Con questi obiettivi è nata la Proposta di Indirizzi per il nuovo Piano Regionale della Mobilità e dei Trasporti (PRMT), approvata con Deliberazione della Giunta Regionale No. 48879 del 1° Marzo 2000.

Questo documento costituisce la base sulla quale iniziare un lavoro completo e organico, da cui si svilupperà il prossimo Piano Regionale della Mobilità e dei Trasporti, i cui contenuti di riferimento sono stati definiti dalla LR 29 Ottobre 1998, No. 22, "*Riforma del Trasporto Pubblico Locale in Lombardia*".

La proposta di indirizzi è articolata in cinque capitoli che riguardano:

- orientamento e coordinamento delle politiche d'intervento nel settore;
- analisi dello stato attuale del sistema di mobilità Lombardo sia passeggeri che merci;
- analisi delle criticità e del quadro normativo corrispondente;
- definizione delle strategie di intervento;
- analisi della prospettiva futura di un'interazione tra le nuove tecnologie e il sistema dei trasporti.

3.1.3 Intesa Generale Quadro tra il Ministero delle Infrastrutture e la Regione Lombardia

Le Intese Generali Quadro tra il Governo e le Regioni vengono realizzate con lo scopo di definire le opere per le quali l'interesse regionale è concorrente con il preminente interesse nazionale.

L'Intesa Generale Quadro tra il Ministero delle Infrastrutture e la Regione Lombardia è stata firmata l'11 Aprile 2003. Alla Regione vengono assegnati dall'Intesa compiti specifici di coordinamento degli enti locali, istruttoria dei progetti, coordinamento e controllo sull'attività degli enti appaltanti.

L'intesa riguarda la realizzazione di 54 opere inserite nel primo Programma delle Infrastrutture Strategiche approvato dal CIPE il 21 Dicembre 2001. Gli interventi riguardano:

- 13 corridoi ferroviari;
- 28 corridoi autostradali e stradali;
- 9 interventi sul sistema urbano e metropolitano;
- 2 hub interportuali (il centro intermodale di Segrate ed il Porto di Cremona);
- 2 infrastrutture per l'approvvigionamento energetico.

Le opere previste, che dovranno essere realizzate dal 2005 al 2013, sono così articolate:

- ferrovie, in particolare le linee ad alta velocità della Milano – Torino, della Milano - Verona e della Milano - Bologna;
- strade e autostrade, tra cui in particolare la viabilità per la Valtellina, la pedemontana, l'accesso a Malpensa, la nuova Milano – Brescia, **la tangenziale di Brescia**, l'autostrada della Valtrompia, la quarta corsia sulla Milano-Bergamo, la riqualificazione delle statali Paullese e Gardesana occidentale, la tangenziale est esterna di Milano, la bretella A15 Parma - Mantova, l'accessibilità alla Valcamonica e la riqualificazione della statale goitese;
- metropolitane e sistemi ferroviari urbani, tra cui **le metropolitane di Monza e Brescia**, l'accessibilità al nuovo polo fieristico milanese di Rho – Pero, la stazione di Milano;
- interporti e il completamento del centro intermodale di Segrate.

3.2 RELAZIONI TRA IL PROGETTO E GLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE NEL SETTORE TRASPORTI

La Centrale Lamarmora è localizzata nelle immediate vicinanze della Tangenziale Sud di Brescia; di particolare interesse risultano dunque essere gli interventi riguardanti tale tratta del sistema stradale.

Gli interventi sulla Tangenziale Sud sono volti al completamento del sistema di viabilità di scorrimento autostradale esterno all'area metropolitana bresciana in modo tale che questa arteria possa raccogliere i flussi di traffico che allo stato attuale convergono radialmente verso il capoluogo provinciale e indirizzarli sulla rete viabilistica con caratteristiche autostradali.

L'intervento prevede l'allargamento della sede stradale al fine di adeguarla alla sezione 1/b delle norme CNR che prevedono 4 corsie di marcia più 1 corsia di emergenza per ogni senso di marcia e la presenza di barriere spartitraffico. I comuni interessati all'intervento sono quelli di Roncadelle, Brescia e Rezzato.

Il progetto di intervento ha concluso l'iter di approvazione da parte delle Istituzioni competenti ed è attualmente in corso la progettazione esecutiva dell'opera; in particolare è stato redatto il progetto definitivo ed è stata stipulata una convenzione tra ANAS e Provincia di Brescia per la predisposizione della progettazione esecutiva.

Come meglio analizzato nel Quadro di Riferimento Ambientale, la realizzazione del progetto in esame non determina alcuna modifica all'assetto infrastrutturale esistente in quanto gli interventi in oggetto interesseranno una parte dell'area di pertinenza della Centrale e troveranno posto all'interno dell'attuale area di proprietà ASM. Si può prevedere solo un modesto incremento di traffico sulla rete stradale, limitatamente alla fase di cantiere, a causa del trasporto materiali e personale.

Gli interventi di adeguamento previsti per la Tangenziale Sud di Brescia garantiranno il miglioramento della viabilità dell'area e permetteranno maggiore fluidità degli spostamenti con effetti positivi anche nei confronti dei traffici in ingresso ed in uscita dalla Centrale. **Non sono evidenziabili ulteriori elementi di interferenza tra il progetto di ristrutturazione della CTEC Lamarmora e gli strumenti di pianificazione del settore trasporti.**

4 NORME E STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE NEL SETTORE RIFIUTI

In questo capitolo sono esaminate la legislazione e la pianificazione esistenti in materia di rifiuti, sia a livello nazionale che a livello regionale e provinciale, in particolare:

- il Decreto Ronchi ovvero il D.Lgs. No. 22 del 5 Febbraio 1997, “*Attuazione delle Direttive 91/156/CEE sui Rifiuti, 91/689/CEE sui Rifiuti Pericolosi e 94/62/CE sugli Imballaggi e sui Rifiuti di Imballaggio*” (Paragrafo 4.1);
- la Legge Regionale No. 26 del 12 Dicembre 2003 “*Disciplina dei Servizi Locali di Interesse Economico Generale, Norme in Materia di Gestione dei Rifiuti, di Energia, di Utilizzo del Sottosuolo e di Risorse Idriche*” (Paragrafo 4.2);
- il Piano Provinciale dei Rifiuti della Provincia di Brescia (Paragrafo 4.3).

Le relazioni tra il progetto e gli strumenti normativi e di pianificazione analizzati sono evidenziate nel Paragrafo 4.4.

4.1 DECRETO RONCHI (D.LGS. 22/97)

Il Decreto Legislativo del 5 Febbraio 1997, No. 22 (e successive modifiche e integrazioni) definisce norme generali e particolari in tema di raccolta, trattamento e smaltimento dei rifiuti.

Il “Decreto Ronchi” ha avviato una decisa riforma delle regole che disciplinano la gestione dei rifiuti in ambito nazionale. Ha recepito tre direttive comunitarie: la Direttiva 91/156/CEE sui rifiuti, la Direttiva 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e la Direttiva 94/62/CEE sugli imballaggi e sui rifiuti da imballaggio. Il Decreto è stato oggetto di significative integrazioni e modifiche tra cui si ricordano:

- il D.Lgs. 8 Novembre 1997, No. 389 (Ronchi-bis);
- la Legge 9 Dicembre 1998 No. 426 (Ronchi-ter);
- la Legge 25 Febbraio 2000, No. 33;
- il DL 16 Luglio 2001, No. 286.

Con l'entrata in vigore del Decreto Ronchi la gestione dei rifiuti viene definita come attività di pubblico interesse e, pertanto, disciplinata in modo da assicurare un'elevata protezione dell'ambiente tenendo conto della specificità dei rifiuti pericolosi.

L'adozione delle nuove norme ha comportato il superamento dei criteri fissati dalle direttive comunitarie di riferimento e di conseguenza dei principi espressi nel DPR 915/1982, ponendo le basi per una diversa concezione delle problematiche ambientali. Il Decreto Ronchi, infatti, modifica la metodologia di gestione dei rifiuti secondo le principali linee guida della politica ambientale comunitaria:

- incentivazione delle cosiddette 4R: Riduzione, Riutilizzo, Riciclaggio e Recupero di materia prima dai rifiuti;
- ottimizzazione dello smaltimento: la fase residuale della gestione dei rifiuti (in particolare lo smaltimento in discarica) deve essere realizzata nelle regioni di produzione dei rifiuti con l'ausilio di una rete di impianti adeguata e integrata (principio della prossimità e autosufficienza), con le migliori tecnologie esistenti (principio della riduzione dell'impatto inquinante delle tecnologie di smaltimento finale);
- nell'ottica dello sviluppo sostenibile la tutela dell'ambiente e della salute non è più vista come un semplice vincolo, ma come una occasione di sviluppo di iniziative a vari livelli (ricerca scientifica, industriale, artigianale, di servizio ecc.).

Una delle finalità del Decreto è quella di dare luogo ad un ciclo integrale ed integrato di tutto il sistema rifiuti, allo scopo di limitare i costi di realizzazione delle opere e superare il ricorso all'impiego di un sistema, quello delle discariche, di per sé altamente inquinante e poco rispettoso di qualsiasi forma di recupero dei materiali riciclabili. A questo scopo un ruolo incisivo è assegnato alla raccolta differenziata, al riciclaggio, al recupero di materie prime, alla produzione di composti e di combustibile derivati dalle frazioni umido e secco raccolte separatamente, alla produzione di energia derivata da rifiuti preselezionati o pretrattati.

I rifiuti sono classificati, secondo l'origine, in rifiuti urbani e rifiuti speciali; questi ultimi, in funzione delle caratteristiche di pericolosità, sono a loro volta suddivisi in rifiuti pericolosi e rifiuti non pericolosi.

Viene anche promossa l'autosufficienza nello smaltimento dei rifiuti in Ambiti Territoriali Ottimali (ATO) tenendo conto del contesto geografico e/o della esigenza di impianti specializzati al trattamento di determinati tipi di rifiuti, utilizzando allo scopo metodi e tecnologie atti a garantire il più elevato grado di protezione e dell'ambiente e di tutela della salute pubblica e realizzando impianti la cui tecnologia miri alla loro valorizzazione energetica.

4.2 LEGGE REGIONALE 12 DICEMBRE 2003 NO. 26, TITOLO II – GESTIONE DEI RIFIUTI

La Legge Regionale No. 26 del 12 Dicembre 2003 “*Disciplina dei Servizi Locali di Interesse Economico Generale, Norme in Materia di Gestione dei Rifiuti, di Energia, di Utilizzo del Sottosuolo e di Risorse Idriche*” disciplina i servizi locali di interesse generale. In particolare il Titolo II della LR disciplina la gestione dei rifiuti ed è suddiviso in:

- disposizioni generali (Capo I);
- pianificazione (Capo II);
- bonifiche e azioni per lo sviluppo del recupero (Capo III).

In base alla presente legge (Art. 14) la Regione orienta le attività di recupero e smaltimento verso un sistema integrato di gestione dei rifiuti che, per quanto concerne i rifiuti urbani, assicuri l'autosufficienza regionale per lo smaltimento. La Regione, inoltre, impronta la gestione del ciclo dei rifiuti urbani secondo criteri di economicità, efficienza ed efficacia e nel rispetto degli standard qualitativi e dei principi per l'erogazione dei servizi di cui al titolo I e delle direttive europee in materia.

La pianificazione regionale per la gestione dei rifiuti, di cui all'articolo 22 del D.Lgs. 22/97, concorre all'attuazione dei programmi comunitari in materia di sviluppo sostenibile ed è elaborata secondo logiche di autosufficienza, programmazione integrata, protezione ambientale, sicurezza, economicità e in base a criteri di flessibilità del sistema di recupero e smaltimento. La pianificazione, inoltre, persegue la riduzione della quantità dei rifiuti prodotti e l'effettivo recupero di materia e di energia, sostiene l'innovazione tecnologica e valorizza le esperienze del sistema industriale lombardo.

La pianificazione si articola in parti tematiche distinte e separate relative alla gestione dei rifiuti urbani e di quelli speciali, sia pericolosi che non pericolosi, nonché degli imballaggi, dei rifiuti di imballaggio e della bonifica delle aree inquinate. La parte relativa alla gestione dei rifiuti urbani contiene, in particolare, la programmazione dei flussi, ivi compresa la destinazione finale degli stessi, e delle relative necessità impiantistiche da realizzare sul territorio regionale definite con il concorso delle Province.

Per quanto riguarda le competenze, fermo restando quanto stabilito dall'articolo 20, comma 1, del D.Lgs. 22/1997, la LR 26/2003 assegna alle Province i seguenti ulteriori oneri:

- adozione dei piani provinciali di gestione dei rifiuti sulla base dei contenuti della pianificazione regionale;

- approvazione del progetto e autorizzazione alla realizzazione dell'impianto e all'esercizio delle operazioni di recupero e smaltimento relative a:
 - infrastrutture per la raccolta differenziata, discarica di rifiuti inerti, così come definita dal Decreto Legislativo 13 Gennaio 2003, No. 36 (Attuazione della Direttiva 1999/31/CE relativa alle discariche di rifiuti), alle altre operazioni di cui agli allegati B e C del D.Lgs. 22/97, ad esclusione delle operazioni che spettano alla Regione e indicate dall'articolo 17, comma 1, lettera b, punto 1, e delle operazioni di cui all'articolo 46 del D.Lgs. 22/1997,
 - impianti mobili di recupero o di smaltimento rifiuti, ai sensi dell'articolo 28, comma 7, del D.Lgs. 22/1997.

Le Province, inoltre, sulla base delle linee guida di redazione contenute nella pianificazione regionale elaborano, con il concorso dei comuni, i piani provinciali di gestione dei rifiuti, relativi alla gestione dei rifiuti urbani e speciali, nella logica della programmazione integrata dei servizi, nel rispetto dei principi della tutela della salute individuale e collettiva, della salvaguardia dell'ambiente e in modo da garantire la competitività del servizio. Tali piani contengono in particolare:

- i dati di rilevazione e stima della produzione dei rifiuti e la determinazione dei flussi da avviare a recupero e smaltimento, ivi compresi i flussi destinati all'incenerimento;
- gli obiettivi di contenimento della produzione dei rifiuti, di recupero e di riduzione del conferimento in discarica, nonché la definizione di un programma per il riutilizzo e il recupero dei rifiuti urbani;
- la programmazione di obiettivi di raccolta differenziata di rifiuti urbani in funzione di specifiche situazioni locali;
- il censimento degli impianti esistenti e l'individuazione delle necessità impiantistiche di completamento, nonché l'individuazione dell'offerta di recupero e smaltimento da parte del sistema industriale per i rifiuti urbani e speciali;
- l'individuazione delle aree non idonee alla localizzazione degli impianti di recupero e smaltimento dei rifiuti urbani e speciali.

4.3 PIANO PROVINCIALE RIFIUTI DELLA PROVINCIA DI BRESCIA

4.3.1 Introduzione

La Provincia di Brescia, in ottemperanza alle previsioni della LR 37/88 che approvava il Piano Regionale di Smaltimento dei Rifiuti Solidi Urbani aveva

predisposto una proposta di revisione della pianificazione dei servizi che interessavano il proprio territorio.

La Regione Lombardia, attraverso la LR 1 Luglio 1993, No. 2, ha preso atto del nuovo ruolo delle Province previsto dalla Legge 142/90 ed ha individuato una pianificazione regionale della gestione dei rifiuti solidi urbani ed assimilabili articolata attraverso la composizione di singoli piani provinciali.

La Provincia di Brescia, dopo aver aggiornato e completato il progetto del Piano, ha provveduto all'approvazione in data 16 Novembre 1993 con la Delibera della Giunta Provinciale No. 1026/15/92 ed all'adozione in data 28 Gennaio 1994 con Delibera del Consiglio Provinciale No. 940/4/93.

La Regione Lombardia ha approvato definitivamente il Piano Provinciale con Delibera del Consiglio Regionale No. 1343 del 21 Febbraio 1995.

Il periodo temporale di riferimento individuato dal Piano è il decennio 1993 – 2002 ed è prevista la revisione quinquennale delle revisioni pianificatorie, in armonia con quanto stabilito dalla LR 21/93. Attualmente il Piano è in fase di revisione.

4.3.2 Contenuti ed Obiettivi del Piano

Il Piano Provinciale Rifiuti è stato predisposto nel rispetto delle indicazioni comunitarie (Direttiva CEE 156/91) e della legislazione nazionale, che privilegiano l'integrazione delle politiche di prevenzione e di riduzione dei rifiuti con quelle di separazione e riutilizzo dei materiali, anche attraverso il recupero energetico.

Esso prevede tre modalità principali di gestione dei rifiuti:

- riduzione della quantità di rifiuti da inviare in discarica, attraverso il conferimento differenziato ed il recupero come "materie seconde";
- recupero di energia, attraverso la termoutilizzazione, per i rifiuti non riutilizzabili;
- smaltimento in discarica delle ceneri provenienti dal termoutilizzatore, igienicamente neutre e di quantità e volume contenuti.

Il periodo di riferimento individuato dal Piano è il decennio 1993/2002: partendo dai dati di produzione dei rifiuti relativi agli anni 1990 – 1991, è stata stimata la necessità di smaltimento fino all'anno 2002, stabilendo obiettivi di recupero di materiali ed assumendo coefficienti di incremento delle singole tipologie di rifiuti dell'ordine del 3.6% annuo, al lordo della raccolta differenziata.

Il Piano è basato su un sistema integrato di servizi ed impianti che, pur essendo costruito precedentemente all'emanazione del D.Lgs. 22/97, ne anticipa i tempi e ne rispecchia gli obiettivi.

Sono infatti previsti:

- punti ecologici in cui sia possibile il conferimento differenziato delle frazioni recuperabili dei RSU e delle frazioni pericolose, con l'avvio di un sistema di raccolta differenziata domestica secco-umico;
- isole ecologiche e piattaforme sovracomunali per il deposito temporaneo, la gestione ed il pretrattamento volumetrico dei rifiuti;
- impianti di compostaggio;
- impianti di termocombustione dei rifiuti (in grado di produrre calore ed energia);
- discariche controllate per le frazioni non trattabili in alcun modo e per le scorie prodotte dagli impianti a tecnologia complessa.

La gestione delle frazioni recuperabili presso le isole e successivamente presso le piattaforme è finalizzata all'ottimizzazione dei trasporti di questi materiali dalla produzione ai centri di riutilizzo (cartiere, vetrerie, impianti di 2^a fusione, ecc.). Il Piano al riguardo prevede anche iniziative volte a:

- sostegno del mercato delle frazioni riciclabili;
- controllo e limitazione della produzione dei rifiuti.

Per sviluppare ed omogeneizzare i servizi di raccolta differenziata di RSU è stato prodotto un regolamento provinciale della raccolta differenziata da adottarsi in tutti i Comuni della Provincia di Brescia. Una volta alla fine del Piano la raccolta differenziata dovrà permettere il recupero di circa il 40% dei rifiuti solidi urbani e dei rifiuti assimilabili ed il 50% dei rifiuti ingombranti.

4.4 RELAZIONI TRA L'IMPIANTO E LE NORME E GLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE IN MATERIA DI RIFIUTI

Le quantità di rifiuti prodotti dalla Centrale, nell'assetto attuale di funzionamento e a seguito degli interventi a progetto, nonché le modalità di smaltimento/recupero dei rifiuti prodotti, sono descritte e analizzate in dettaglio nei Quadri di Riferimento Progettuale e Ambientale del SIA.

Per quanto riguarda la produzione di rifiuti non sono previsti significativi contributi da parte della Centrale alle quantità prodotte a livello provinciale/regionale. Si noti inoltre che i rifiuti prodotti dalla Centrale continueranno ad essere sempre gestiti e smaltiti in accordo a quanto previsto dalle norme in materia; ove possibile si procederà alla raccolta differenziata e al recupero, in linea con le indicazioni del Piano Provinciale dei Rifiuti.

Non sono evidenziabili pertanto elementi di contrasto tra le indicazioni fornite dalle norme e dagli strumenti di pianificazione relativi al settore rifiuti ed il progetto di ristrutturazione della CTEC Lamarmora.

5 NORME E STRUMENTI PER LA SALVAGUARDIA E IL RISANAMENTO AMBIENTALE

Nel presente capitolo vengono esaminate le indicazioni, in relazione al progetto di ristrutturazione della CTEC Lamarmora, delle norme e degli strumenti di pianificazione in materia di:

- bonifica delle aree contaminate e siti di interesse nazionale (Paragrafo 5.1);
- tutela e gestione delle acque (Paragrafo 5.2);
- tutela della qualità dell'aria (Paragrafo 5.3).

Le relazioni tra il progetto e gli strumenti per la salvaguardia ed il risanamento ambientale sono riportate al Paragrafo 5.4.

5.1 BONIFICA DELLE AREE CONTAMINATE E SITI DI INTERESSE NAZIONALE

5.1.1 Decreto Ministeriale 25 Ottobre 1999 No. 471

Il Decreto Ministeriale 25 Ottobre 1999, No. 471, "*Regolamento recante Criteri, Procedure e Modalità per la Messa in Sicurezza, la Bonifica e il Ripristino Ambientale dei Siti Inquinati, ai sensi dell'Articolo 17 del Decreto Legislativo 5 Febbraio 1997, No. 22, e successive modificazioni e integrazioni*", stabilisce i criteri, le procedure e le modalità per la messa in sicurezza, la bonifica e il ripristino ambientale dei siti inquinati.

A tal fine disciplina:

- i limiti di accettabilità della contaminazione dei suoli, delle acque superficiali e delle acque sotterranee in relazione alla specifica destinazione d'uso dei siti;
- le procedure di riferimento per il prelievo e l'analisi dei campioni;
- i criteri generali per la messa in sicurezza, la bonifica ed il ripristino ambientale dei siti inquinati, nonché per la redazione dei relativi progetti;
- i criteri per le operazioni di bonifica di suoli e falde acquifere che facciano ricorso a batteri, a ceppi batterici mutanti, a stimolanti di batteri naturalmente presenti nel suolo;

- il censimento dei siti potenzialmente inquinati, l'anagrafe dei siti da bonificare e gli interventi di bonifica e ripristino ambientale effettuati da parte della pubblica amministrazione;
- i criteri per l'individuazione dei siti inquinati di interesse nazionale.

Le norme del Decreto che disciplinano la competenza e la realizzazione degli interventi di messa in sicurezza d'emergenza non si applicano qualora la vigilanza ed il controllo sugli impianti produttivi e di gestione dei rifiuti nonché l'adozione delle misure necessarie per prevenire i rischi e limitare le conseguenze di incidenti a tutela dell'ambiente e della salute umana siano disciplinati da disposizioni speciali. In tali casi la bonifica ed il ripristino ambientale dei siti restano comunque disciplinati dal Decreto.

Gli interventi di bonifica e ripristino ambientale per le aree caratterizzate da inquinamento diffuso sono disciplinati dalla Regione con appositi piani.

In allegato al decreto sono riportati:

- i valori di concentrazione limite accettabili per le sostanze inquinanti presenti nel suolo, nel sottosuolo e nelle acque sotterranee, in relazione alla specifica destinazione d'uso del sito, nonché i criteri per la valutazione della qualità delle acque superficiali (Allegato 1);
- le procedure di riferimento per il prelievo e l'analisi dei campioni al fine dell'accertamento del superamento dei valori limite (Allegato 2);
- i criteri con cui effettuare gli interventi di messa in sicurezza d'emergenza, di bonifica, di bonifica con misure di sicurezza, di messa in sicurezza permanente e di ripristino ambientale e le misure di sicurezza (Allegato 3).

5.1.2 Programma Nazionale di Bonifica e Ripristino Ambientale dei Siti Inquinati

Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, con Decreto 18 Settembre 2001, No. 468, ha adottato il "*Programma Nazionale di Bonifica e Ripristino Ambientale*" dei siti inquinati di interesse nazionale. Il Programma Nazionale di Bonifica provvede alla:

- individuazione degli interventi di interesse nazionale relativi a siti ulteriori rispetto a quelli di cui all'Articolo 1, comma 4, della Legge 9 Dicembre 1998, No. 426 e all'Articolo 114, commi 24 e 25 della Legge 23 Dicembre 2000, No. 388;
- definizione degli interventi prioritari;

- determinazione dei criteri per l'individuazione dei soggetti beneficiari;
- determinazione dei criteri di finanziamento dei singoli interventi e delle modalità di trasferimento delle risorse;
- disciplina delle modalità per il monitoraggio e il controllo sull'attuazione degli interventi;
- determinazione dei presupposti e delle procedure per la revoca dei finanziamenti e per il riutilizzo delle risorse rese comunque disponibili, nel rispetto dell'originaria allocazione regionale delle risorse medesime;
- individuazione delle fonti di finanziamento;
- prima ripartizione delle risorse disponibili per gli interventi prioritari.

Nell'ambito degli interventi volti alla bonifica ed al ripristino ambientale dei siti la cui situazione di inquinamento riveste interesse nazionale, **è stato individuato nell'area bresciana un sito da sottoporre ad interventi di risanamento ambientale denominato Sito di Interesse Nazionale "Brescia – Caffaro"**.

5.1.3 Sito di Interesse Nazionale "Brescia – Caffaro"

Il Sito di Interesse Nazionale "Brescia – Caffaro", la cui perimetrazione è stata approvata con il DM 24 Febbraio 2003 pubblicato sul Supplemento Ordinario alla GU 27 Maggio 2003 No. 121, è caratterizzato da un'alta concentrazione di industrie siderurgiche, meccaniche, chimiche e fonderie di seconda fusione; in tale ambito sono stati inoltre realizzati insediamenti abitativi di tipo economico popolare per le maestranze delle aziende e di altre strutture di pubblico servizio. La presenza sul territorio di attività industriali classificabili come insalubri in vicinanza di zone ad uso agricolo e residenziale, può essere stata la causa della situazione di criticità ambientale e sanitaria osservata, che ha portato alla richiesta di inserire l'area nei siti inquinati di interesse nazionale.

In Figura 5.1 è riportata la perimetrazione del sito in esame; come evidenziato in Figura la possibile contaminazione riguarda diverse matrici ambientali, in particolare (Comune di Brescia, 2003):

- suolo e sottosuolo per estensione totale pari a circa 210 ha, dei quali:
 - 100 ha destinati ad uso agricolo;
 - 60 ha destinati ad uso industriale;
 - 40 ha occupati da una zona residenziale;
 - 7 ha occupati dalle discariche di Via Caprera/Via Ghislandi.

- acque sotterranee per un'area complessivamente pari a circa 2,098 ha.
- sedimenti/acque superficiali delle rogge aventi sviluppo lineare complessivo pari a circa 45 km.

5.1.4 Relazioni tra il Progetto e gli Strumenti in Materia di Siti Contaminati

Per quanto riguarda le possibili relazioni con gli strumenti per la gestione ed il risanamento delle aree contaminate l'analisi della Figura 5.1 evidenzia quanto segue:

- l'area di pertinenza della Centrale Lamarmora, oggetto degli interventi in esame, non ricade all'interno del Sito di Interesse Nazionale "Brescia – Caffaro";
- i siti contaminati più vicini all'area di pertinenza della Centrale sono costituiti dall'area Muller, localizzata circa 1 km a Sud rispetto al confine dell'impianto e dall'area CAM Petroli, localizzata circa 1.3 km a Nord rispetto al confine della Centrale;
- il punto della perimetrazione della falda potenzialmente contaminata più vicino è situato circa 400 m ad Ovest rispetto al confine dell'area di pertinenza della Centrale;
- la roggia interna al sito di interesse nazionale più vicina è localizzata circa 1.2 km ad Ovest rispetto al confine dell'area occupata dalla Centrale.

Per quanto concerne i collegamenti a progetto (elettrodotto in cavo e metanodotto) si sottolinea che entrambi i tracciati si trovano ad una distanza tale da non interferire con le aree contaminate situate all'interno del Sito di Interesse Nazionale "Brescia – Caffaro" (si veda la Figura 5.1).

Come si può vedere in Figura 5.1, si evidenzia che sia il tracciato dell'elettrodotto di collegamento alla stazione Flero, sia il tracciato del metanodotto di allacciamento al metanodotto a progetto denominato "Potenziamento Carpendolo-Nave", vengono ad interessare per un tratto rispettivamente pari a circa 600 m e 2 km l'area di perimetrazione della falda. In considerazione, comunque, dei valori di soggiacenza della falda in tale area (si vedano a tal proposito le Figure 4.3 e 4.6 del Quadro di Riferimento Ambientale del SIA), sempre compresi tra 5 e 20 metri, non si prevedono particolari interferenze con le opere a progetto.

5.2 TUTELA E GESTIONE DELLE ACQUE

5.2.1 Inquadramento Normativo

Nel presente paragrafo sono esaminati i principali riferimenti normativi relativi alla gestione delle acque, costituiti da:

- a livello nazionale, D.Lgs. 152/99, relativo alla disciplina generale per la tutela delle acque superficiali, marine e sotterranee;
- a livello regionale, LR No. 26 del 12 Dicembre 2003 che, tra gli altri, disciplina la gestione delle risorse idriche e del servizio idrico integrato.

Merita inoltre di essere ricordata la Legge No. 36 del 1994 (Legge Galli) che ha introdotto il principio di uso sostenibile della risorsa idrica attraverso un sistema di gestione integrato, nella fase di approvvigionamento, collettamento e depurazione.

A tale fine è prevista la suddivisione del territorio italiano in aree, chiamate ATO (Ambito Territoriale Ottimale), in ciascuna delle quali gestire le risorse idriche in modo unitario. In base alla LR No. 21 del 20 Ottobre 1998 *“Organizzazione del servizio idrico integrato e individuazione degli ambiti territoriali ottimali in attuazione della Legge 5 Gennaio 1994 No. 36 Disposizioni in materia di risorse idriche”* il territorio regionale è stato suddiviso in 12 Ambiti Territoriali Ottimali (ATO) dei quali 11 corrispondenti ai confini amministrativi delle Province Lombarde ed uno alla Città di Milano. Le Province ed i Comuni possono proporre modifiche motivate degli ATO, da approvarsi da parte del Consiglio Regionale.

5.2.1.1 Decreto Legislativo 11 Maggio 1999 No. 152

La normativa in materia di scarico e tutela delle acque è disciplinata dal Decreto Legislativo 11 Maggio 1999 No. 152, *“Disposizioni sulla Tutela delle Acque dall’Inquinamento e recepimento della Direttiva 91/271/Cee concernente il Trattamento delle Acque Reflue Urbane e della Direttiva 91/676/Cee relativa alla Protezione delle Acque dall’Inquinamento provocato dai Nitrati provenienti da Fonti Agricole”*, modificato dal Decreto Legislativo 18 Agosto 2000, No. 258.

Le finalità del Decreto sono quelle di definire la disciplina generale per la tutela delle acque superficiali, marine e sotterranee ponendosi i seguenti obiettivi:

- prevenire e ridurre l’inquinamento e attuare il risanamento dei corpi idrici inquinati;
- conseguire il miglioramento dello stato delle acque ed adeguate protezioni di quelle destinate ad usi particolari;

- perseguire usi sostenibili e durevoli delle risorse idriche, con priorità per quelle potabili;
- mantenere la capacità naturale di autodepurazione dei corpi idrici nonché la capacità di sostenere comunità animali e vegetali ampie e ben diversificate.

Il Decreto Legislativo No. 152/99 (Art. 28) definisce come scarico “*qualsiasi immissione diretta tramite condotta di acque reflue liquide, semiliquide e comunque convogliabili nelle acque superficiali, sul suolo, nel sottosuolo e in rete fognaria, indipendentemente dalla loro natura inquinante, anche sottoposte a preventivo trattamento di depurazione*”.

Il decreto, oltre al superamento della distinzione tra scarichi provenienti da insediamenti produttivi e civili, differenzia lo scarico in relazione al luogo di immissione: acque superficiali, suolo, sottosuolo, reti fognarie. Tutti gli scarichi sono dunque disciplinati in funzione del rispetto degli obiettivi di qualità dei corpi idrici in funzione dei carichi massimi ammissibili e delle migliori tecniche di depurazione disponibili.

In base al decreto tutti gli scarichi devono essere autorizzati e devono rispettare i valori limite previsti dall'Allegato 5 e riportati nella Tabella 5.1. Le regioni possono stabilire, ove necessario, delle concentrazioni massime ammissibili e delle quantità massime per unità di tempo diversi, comunque non meno restrittivi di quelli fissati dall'Allegato 5 del D.Lgs 152/99.

5.2.1.2 Legge Regionale No. 26/2003, Titolo V - Gestione delle Risorse Idriche

La Legge Regionale No. 26 del 12 Dicembre 2003 “*Disciplina dei Servizi Locali di Interesse Economico Generale, Norme in Materia di Gestione dei Rifiuti, di Energia, di Utilizzo del Sottosuolo e di Risorse Idriche*” disciplina i servizi locali di interesse generale. In particolare il Titolo V della Legge Regionale disciplina le risorse idriche, stabilisce i criteri in base ai quali tutelare e garantire l'accesso all'acqua quale diritto umano, individuale e collettivo ed è suddiviso in:

- disposizioni generali (Capo I);
- pianificazione della tutela e dell'uso delle acque (Capo II);
- servizio idrico integrato (Capo III);
- tutela quali – quantitativa e utilizzazione delle acque (Capo IV).

La Regione riconosce le risorse idriche quale “*patrimonio da tutelare; riconosce altresì l'accesso all'acqua quale diritto umano, individuale e collettivo e ne*

regolamenta l'uso al fine di salvaguardare i diritti e le aspettative delle generazioni future.” A tal fine la Regione organizza il servizio idrico integrato, inteso quale insieme delle attività di captazione, adduzione e distribuzione di acqua a usi civili, fognatura e depurazione delle acque reflue, sulla base di ambiti territoriali ottimali (ATO).

Sempre in materia di tutela quali – quantitativa delle risorse idriche in attuazione del D.Lgs 152/99 la Regione provvede, con proprio regolamento, alla disciplina di:

- scarichi delle acque reflue, delle acque di prima pioggia e di lavaggio delle aree esterne;
- tutela dei corpi idrici e degli ecosistemi acquatici connessi;
- uso delle acque superficiali e sotterranee;
- utilizzo delle acque per uso domestico;
- aree di salvaguardia delle acque destinate al consumo umano;
- risparmio idrico e riutilizzo dell'acqua;
- utilizzazione agronomica di effluenti di allevamento, nonché di acque reflue provenienti da aziende agricole e piccole aziende agroalimentari;
- restituzione delle acque utilizzate per la produzione idroelettrica, per scopi irrigui e in impianti di potabilizzazione, nonché delle acque derivanti da sondaggi o perforazioni.

5.2.2 Piano Regionale di Risanamento delle Acque (PRRA)

Il PRRA è costituito da tre sezioni relative a:

- servizi di fognatura;
- servizi di collettamento e depurazione;
- servizi di acquedotto.

Ogni settore viene sviluppato autonomamente, ma i singoli documenti del Piano seguono uno schema comune di elaborazione. Ogni sezione si conclude con delle appendici che contengono anche le monografie comunali ed intercomunali, riguardanti lo stato di fatto e gli interventi di Piano oltre che le previsioni di sviluppo e gli obiettivi specifici del Piano di Risanamento.

Per ciascuno dei tre settori funzionali, il Piano sviluppa una parte specifica riguardante:

- le caratteristiche territoriali e socio economiche dell'area interessata;
- lo stato di fatto delle opere fognarie, delle opere di collettamento e depurazione e degli acquedotti, ed i relativi servizi di gestione;
- gli interventi e le indicazioni di Piano, necessari per sanare le carenze tecniche e gestionali della rete, tenendo conto delle previsioni di sviluppo del sistema socio - economico;
- la definizione delle proposte inerenti le priorità di attuazione degli interventi.

Il PRRA si pone come obiettivo la corretta realizzazione delle opere di acquedotto, fognatura e depurazione oltre che l'efficiente gestione dei servizi ad esse connessi. In sintesi il Piano fornisce le seguenti indicazioni:

- contenimento dei consumi da soddisfare a mezzo di acquedotto pubblico, senza mortificare o comprimere a livelli inaccettabili i fabbisogni;
- riduzione delle portate convogliate dalle pubbliche fognature mediante lo smaltimento in loco delle acque meteoriche, laddove possibile in relazione alle caratteristiche del sito. L'indicazione ha come finalità non solo di contenere i costi di costruzione e di esercizio delle reti, ma anche di evitare i problemi idraulici e ambientali derivanti dallo scarico di tali acque;
- raggiungimento di prefissati obiettivi di qualità dei recettori mediante l'opportuno abbattimento dei carichi inquinanti in arrivo ai pubblici impianti di depurazione.

5.2.3 Piano di Gestione del Bacino Idrografico

5.2.3.1 Contenuti e Articolazione del Piano

La Regione Lombardia, con l'approvazione della Legge Regionale 12 Dicembre 2003, No. 26, in linea con quanto previsto dalla Direttiva quadro sulle acque 2000/60/CE, ha indicato il "*Piano di Gestione del Bacino Idrografico*" quale strumento regionale per la pianificazione della tutela e dell'uso delle acque ed ha stabilito che, nella sua prima elaborazione, tale Piano costituisce il "*Piano di Tutela delle Acque*" previsto all'articolo 44 dal Decreto Legislativo No. 152 dell'11 Maggio 1999.

Il Piano di Gestione del Bacino Idrografico è costituito da:

- Atto di Indirizzi, approvato dal Consiglio Regionale il 27 Luglio 2004;
- Programma di Tutela e Uso delle Acque, la cui proposta è stata approvata dalla Giunta con Deliberazione No. VII/19359 del 12 Novembre 2004, formato da:
 - relazione di sintesi,
 - relazione generale,
 - rapporto ambientale,
 - studio di incidenza,
 - norme di attuazione,
 - cartografia di Piano,
 - allegati tecnici alla relazione generale.

Il Programma di Tutela e Uso delle Acque (PTUA) è articolato per bacini e sottobacini, specifiche problematiche o categorie di acque e detta gli indirizzi delle future strategie di intervento e di gestione del settore. Il PTUA prevede la tutela integrata degli aspetti qualitativi e quantitativi dei corpi idrici individuati come “significativi” ai sensi dell’Allegato I del D.Lgs No. 152/99. Il PTUA, inoltre, si coordina con gli obiettivi e le priorità degli interventi definiti dall’Autorità di Bacino del Fiume Po a scala dell’intero bacino.

Il Piano contiene:

- la descrizione generale delle caratteristiche del bacino idrografico;
- la sintesi delle pressioni e degli impatti significativi esercitati dall’attività antropica sulle acque superficiali e sotterranee;
- l’elenco e la rappresentazione cartografica delle aree sensibili e delle zone vulnerabili;
- la mappa delle reti di monitoraggio e la rappresentazione in formato cartografico dei risultati dei programmi di monitoraggio effettuati per la determinazione dello stato delle acque superficiali (ecologico e chimico), delle acque sotterranee (chimico e quantitativo) e delle aree a specifica tutela;
- l’elenco degli obiettivi definiti dall’Autorità di Bacino del Fiume Po ai sensi dell’articolo 44 del D.Lgs. 152/99 e degli obiettivi di qualità definiti per le acque superficiali e per le acque sotterranee, compresa l’identificazione dei casi nei quali si è ricorso alle deroghe previste dall’articolo 5, commi 4 e 5 del predetto decreto;
- la sintesi del programma o dei programmi di misure adottati;
- il rapporto ambientale ai sensi della Direttiva 2002/42/CE e lo studio di incidenza.

5.2.3.2 Elaborati di Piano

Il PTUA è costituito dai seguenti elaborati:

- relazione generale e relativi allegati tecnici;
- relazione di sintesi;
- Norme Tecniche di Attuazione (NTA) e relative appendici;
- cartografia di piano articolata come segue:
 - Tavola 1 – Corpi Idrici Significativi e Aree Idrografiche di Riferimento,
 - Tavola 2 – Classificazione dei Corpi Idrici Superficiali Significativi,
 - Tavola 3 – Corpi Idrici Sotterranei e Bacini Idrogeologici di Pianura,
 - Tavola 4 – Classificazione dei Corpi Idrici Sotterranei Significativi,
 - Tavola 5 – Sezioni di Calcolo dei Corsi d'Acqua Significativi con relativi Valori di Portata Naturale e Antropizzata,
 - Tavola 6 – Precipitazioni Medie Annue del Territorio Regionale,
 - Tavola 7 – Individuazione delle aree sensibili ai sensi della Direttiva 91/271/CEE e relativi bacini drenanti,
 - Tavola 8 – Individuazione zone vulnerabili ai sensi della Direttiva 91/676/CEE,
 - Tavola 9 – Aree di riserva e di ricarica e captazioni ad uso potabile,
 - Tavola 10 – Applicazione dei fattori correttivi del DMV,
 - Tavola 11 – Riquilificazione ambientale dei principali corsi d'acqua;
- rapporto ambientale (VAS);
- studio di incidenza.

5.2.3.3 Analisi delle Tavole del Programma e delle Norme di Attuazione

Nelle Figure 5.2 e 5.3 vengono riportati due estratti delle Tavole No. 8 e No. 9 del Programma, relativi all'area d'interesse, dove sono riportate rispettivamente l'individuazione delle zone vulnerabili ai sensi della Direttiva 91/676/CEE e la perimetrazione delle aree di riserva e di ricarica e le captazioni ad uso potabile.

L'analisi della Figura 5.2 mostra che **il Comune di Brescia, sul cui territorio è localizzata l'area di pertinenza della Centrale Lamarmora, non ricade in zone vulnerabili da nitrati.**

Per quanto riguarda le aree di riserva e di ricarica e le captazioni ad uso potabile, come evidenziato in Figura 5.3, **l'area di pertinenza della Centrale Lamarmora, che è situata all'interno dei bacini idrogeologici di pianura, ricade in un'area di**

ricarica degli acquiferi profondi ed è situata nelle vicinanze di alcuni punti di captazione di acque potabili a servizio di pubblico acquedotto (pozzi).

Le aree di ricarica della falda sono classificate tra le “*zone di protezione*” (Art. 30 delle NTA), la cui prima individuazione è riportata nella Tavola 9 (si veda la Figura 5.3). All’aggiornamento delle zone di protezione si procede con provvedimento della Giunta Regionale su proposta delle Autorità d’Ambito.

In base all’art. 29 delle NTA, in corrispondenza di tutti i punti di captazione e di derivazione di acque, superficiali o sotterranee, destinate al consumo umano erogate a terzi mediante impianto di acquedotto che riveste carattere di pubblico interesse, sono individuate le aree di salvaguardia distinte in “*zone di tutela assoluta e di rispetto*”. La prima individuazione di tali zone è contenuta nella Tavola 9 del PTUA (si veda la Figura 5.3). Detta individuazione può essere integrata e modificata, ai sensi dell’art. 42, comma 3, della LR No. 26/2003, da parte dei comuni interessati su proposta delle Autorità d’Ambito.

La disciplina delle attività all’interno delle zone di rispetto è contenuta nel “*Regolamento delle aree per la salvaguardia delle acque destinate al consumo umano*”, previsto dall’articolo 52, comma 1, lett. c), della L.R. 26/2003. Tale Regolamento, insieme al “*Regolamento regionale per l’uso, risparmio e riuso delle acque*” individua, ai sensi dell’art. 21, comma 8, del D. Lgs. 152/99, le misure di protezione qualitativa e quantitativa delle acque e quelle relative alla destinazione del territorio interessato.

Ai sensi dell’art. 21, comma 1, del D. Lgs. 152/99, le zone di tutela assoluta, costituite dall’area immediatamente circostante le captazioni o derivazioni, devono avere una estensione in caso di acque sotterranee e, ove possibile per le acque superficiali, di almeno 10 m di raggio dal punto di captazione, devono essere adeguatamente protette e adibite esclusivamente ad opere di captazione o presa e ad infrastrutture di servizio.

Le zone di rispetto sono costituite dalla porzione di territorio circostante la zona di tutela assoluta da sottoporre a vincoli e destinazioni d’uso tali da tutelare qualitativamente e quantitativamente la risorsa idrica captata¹. In assenza di

¹ In particolare nella zona di rispetto sono vietati l’insediamento dei seguenti centri di pericolo e lo svolgimento delle seguenti attività (D. Lgs. 152/1999, art. 21, comma 5):

- a) dispersione di fanghi ed acque reflue, anche se depurati;
- b) accumulo di concimi chimici, fertilizzanti o pesticidi;
- c) spandimento di concimi chimici, fertilizzanti o pesticidi, salvo che l’impiego di tali sostanze sia effettuato sulla base delle indicazioni di uno specifico piano di utilizzazione che tenga conto della natura dei suoli, delle colture compatibili, delle tecniche agronomiche impiegate e della vulnerabilità delle risorse idriche;
- d) dispersione nel sottosuolo di acque meteoriche proveniente da piazzali e strade;
- e) aree cimiteriali ;
- f) apertura di cave che possono essere in connessione con la falda;

individuazione da parte della Regione, la zona di rispetto ha un'estensione di 200 m di raggio rispetto al punto di captazione. Spetta inoltre alle Regioni disciplinare all'interno delle zone di rispetto specifiche strutture o attività.

5.2.4 Relazioni tra il Progetto e la Pianificazione in materia di Tutela e Gestione delle Acque

Il processo di cogenerazione adottato presso la Centrale Lamarmora, come meglio specificato nel Quadro di Riferimento Progettuale, oltre a conseguire un notevole risparmio energetico, evita l'impatto termico generato dallo scarico dell'acqua di raffreddamento in corpo idrico in quanto utilizza, come pozzo di raffreddamento, l'acqua della rete del teleriscaldamento.

Il processo produttivo richiede comunque volumi d'acqua consistenti, che vengono attualmente prelevati dalla rete di distribuzione dell'acquedotto comunale.

Le acque di scarico della Centrale, opportunamente trattate e rese conformi alla normativa vigente grazie all'impianto di trattamento Dondi ubicato all'interno della Centrale, vengono attualmente scaricate in corpo idrico superficiale (ASM ha recentemente ricevuto l'autorizzazione dalla Provincia allo scarico nei vasi Guzzetto e Garzetta – S. Zeno con Provvedimento No. 2948 del 14 Settembre 2004, si veda anche quanto riportato a tal proposito nel Quadro di Riferimento Progettuale del SIA).

In seguito alla realizzazione del nuovo ciclo combinato i prelievi idrici avverranno principalmente da pozzi, mentre le acque prelevate da acquedotto saranno impiegate per gli usi civili ed in caso di emergenza per uso industriale. Le modalità di scarico resteranno invariate.

Per una descrizione ed un'analisi di dettaglio circa le modalità di approvvigionamento idrico dell'impianto, le scelte progettuali per l'ottimizzazione di tali consumi e gli scarichi idrici, nella configurazione attuale della Centrale ed in seguito agli interventi di ristrutturazione previsti, si rimanda ai Quadri di Riferimento Progettuale ed Ambientale del SIA.

-
- g) apertura di pozzi ad eccezione di quelli che estraggono acque destinate al consumo umano e di quelli finalizzati alla variazione della estrazione ed alla protezione delle caratteristiche qualitative della risorsa idrica;
 - h) gestione di rifiuti;
 - i) stoccaggio di prodotti ovvero sostanze chimiche pericolose e sostanze radioattive;
 - l) centri di raccolta, demolizione e rottamazione di autoveicoli;
 - m) pozzi perdenti;
 - n) pascolo e stabulazione di bestiame che ecceda i 170 chilogrammi per ettaro di azoto presente negli effluenti, al netto delle perdite di stoccaggio e distribuzione. E' comunque vietata la stabulazione di bestiame.

L'analisi dei contenuti e degli obiettivi del Piano Regionale di Risanamento delle Acque, descritti al Paragrafo 5.2.2, non ha evidenziato elementi di contrasto con la realizzazione del progetto di ristrutturazione della Centrale Lamarmora.

L'analisi del Piano di Gestione del Bacino Idrografico, con particolare riferimento al PTUA (si veda il Paragrafo 5.2.3), ha evidenziato che l'area di pertinenza della Centrale Lamarmora ricade in un'area di ricarica degli acquiferi profondi ed è situata nelle vicinanze di alcuni punti di captazione di acque potabili a servizio di pubblico acquedotto (pozzi). L'ubicazione dei pozzi situati nelle immediate vicinanze della Centrale e la delimitazione delle rispettive aree di salvaguardia è riportata nella Figura 8.5.

La Centrale Lamarmora dispone inoltre di altri due pozzi ad uso industriale (si veda a tal proposito anche quanto riportato nei Quadri di Riferimento Progettuale ed Ambientale del SIA):

- pozzo Lamarmora 1, situato all'interno dell'impianto (tale pozzo è attualmente utilizzabile anche per usi potabili, ma di fatto è già oggi quasi esclusivamente utilizzato per le esigenze della Centrale);
- pozzo 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).

Allo stato attuale della pianificazione **non si evidenziano particolari relazioni e/o elementi di interazione tra gli interventi di ristrutturazione della Centrale Lamarmora e gli strumenti di pianificazione descritti in materia di tutela e gestione delle risorse idriche.**

5.3 TUTELA DELLA QUALITÀ DELL'ARIA

5.3.1 Piano Regionale della Qualità dell'Aria (PRQA)

Il Decreto del Presidente della Repubblica del 24 Maggio 1988, No. 203, detta le norme per la tutela della qualità dell'aria ai fini della protezione della salute e dell'ambiente su tutto il territorio nazionale, attribuendo alle Regioni (Art. 4) la competenza della formulazione dei piani di rilevamento, prevenzione, conservazione e risanamento del proprio territorio. Il successivo Decreto Ministeriale del 20 Maggio 1991 stabilisce la metodologia da seguire per l'elaborazione di tali piani (Piani Regionali della Qualità dell'Aria – PRQA).

Successivamente, la Deliberazione CIPE del 19 Novembre 1998 ha reso operativi gli impegni assunti dall'Italia nella Conferenza di Kyoto per la riduzione delle emissioni

globali di gas serra, indicando le linee guida per le politiche e le misure di carattere nazionale.

In seguito agli impegni internazionali assunti dall'Italia, la Regione Lombardia ha quindi intrapreso i lavori per la predisposizione del nuovo Piano Regionale per la Qualità dell'Aria (PRQA).

Con la stesura del PRQA, la Regione si propone l'obiettivo di realizzare e gestire uno strumento facilmente aggiornabile che permetta di:

- rilevare, in ogni momento, lo stato di qualità dell'aria e confrontarlo con i valori limite prestabiliti per gli inquinanti in atmosfera che, in base alle conoscenze disponibili, possono arrecare danni alla salute delle persone e dell'ambiente;
- stimare l'evoluzione dello stato di qualità dell'aria, sia nel breve che nel medio e lungo periodo, secondo le necessità;
- supportare la Regione nell'individuazione di eventuali provvedimenti da adottare al fine di mantenere lo stato di qualità dell'aria entro limiti prestabiliti, prevedendo situazioni che possano arrecare danno alla salute delle persone e dell'ambiente;
- stimare prima e verificare successivamente l'efficacia dei provvedimenti adottati, intervenendo, se necessario, con ulteriori azioni.

Per la realizzazione del Piano, anziché indirizzarsi verso la scelta di un unico soggetto esterno, la regione ha privilegiato il ricorso a strutture e strumenti diversificati, sia interni che esterni, in grado di fornire le necessarie risorse di tipo strumentale e professionale.

Il PRQA è articolato in tre fasi:

- una fase conoscitiva, all'interno della quale sono inserite varie microattività (ricognizione dei piani ed interventi di enti locali, monitoraggio, modellistica, individuazione aree critiche);
- una fase propositiva, che offre, in base alle previsioni effettuate, le proposte di intervento e le politiche e gli strumenti da adottare;
- una fase informativa, che prevede l'adozione di un sistema informativo di supporto.

5.3.2 **Delibera della Giunta Regionale No. VII/6501 del 19 Ottobre 2001 e Successive Modifiche ed Integrazioni**

5.3.2.1 Delibera della Giunta Regionale No. VII/6501 del 19 Ottobre 2001

Con Delibera della Giunta Regionale 19 Ottobre 2001, No. 7/6501, nel perseguimento di alcuni degli obiettivi previsti dal PRQA, la Regione Lombardia ha fissato la zonizzazione del territorio regionale al fine di regolamentare le misure di intervento per gli obiettivi di miglioramento della qualità dell'aria.

In particolare:

- è stata approvata la nuova zonizzazione del territorio regionale per il conseguimento degli obiettivi di qualità dell'aria (Allegato A);
- sono stati identificati il numero e la localizzazione delle stazioni di misura per l'ottimizzazione e la razionalizzazione della rete di monitoraggio della qualità dell'aria, relativamente al controllo dell'inquinamento da PM₁₀ (Allegato B);
- sono stati fissati i limiti di emissione ed i criteri per le autorizzazioni e gli adeguamenti per gli impianti di produzione di energia in funzione delle diverse zone in cui è suddiviso il territorio regionale (Allegato C);
- è stato predisposto il piano d'azione relativo ai criteri e procedure per l'adozione di provvedimenti di emergenza per il contenimento e la prevenzione degli episodi acuti di inquinamento atmosferico (Allegato D).

La nuova zonizzazione prevede la suddivisione del territorio regionale in zone così denominate (si veda la Figura 5.2):

- zone critiche, che rappresentano la parte del territorio regionale nella quale i livelli di uno o più inquinanti comportano il superamento dei valori limite e delle soglie di allarme o i livelli di uno o più inquinanti eccedono il valore limite aumentato del margine di tolleranza (PM₁₀, NO₂, CO, O₃);
- zone di risanamento di tipo A che rappresentano la parte del territorio regionale nella quale si superano o si rischiano di superare i limiti previsti dagli standard di qualità per uno o più inquinanti (PM₁₀, NO₂, CO, O₃);
- zone di risanamento di tipo B che rappresentano la parte del territorio regionale nella quale si supera o si rischia di superare il limite previsto dagli standard di qualità per il solo ozono (O₃);
- zone di mantenimento che rappresentano la parte del territorio regionale nella quale i livelli degli inquinanti sono inferiori ai valori limite e tali da non comportare il superamento degli stessi.

Oltre alle aree sovracomunali di Milano, Como, Bergamo, del Sempione e Brescia (successivamente individuata dalla Delibera 6 Dicembre 2002, No. VII/11485) sono individuate come zone critiche tutti i Comuni capoluogo di Provincia. In queste zone la Regione deve definire:

- i piani d'azione che contengono le misure da attuare nel breve periodo affinché sia ridotto il rischio di superamento delle soglie di allarme;
- i piani integrati per il raggiungimento dei valori limite previsti dagli standard di qualità entro i termini stabiliti.

Nelle zone di risanamento di tipo A la Regione deve predisporre i piani integrati per il raggiungimento dei valori limite degli standard di qualità entro i termini stabiliti.

Nelle zone di risanamento di tipo B la Regione deve predisporre i piani integrati per il raggiungimento dei valori limite degli standard di qualità per l'ozono entro i termini stabiliti.

Nelle zone di mantenimento la Regione deve predisporre un piano di mantenimento della qualità dell'aria al fine di conservare i livelli degli inquinanti al di sotto dei valori limite previsti dagli standard di qualità.

In base alla zonizzazione del territorio attuata dalla Delibera Regionale No. VII/6501 del 19 Ottobre 2001, **il Comune di Brescia, dove è localizzata la Centrale Lamarmora, ricade in una zona critica** (si veda la Figura 5.4).

5.3.2.2 Modifiche ed Integrazioni alla DGR VII/6501

Le principali modifiche ed integrazioni al testo della Deliberazione della Giunta Regionale VII/6501 sono contenute nelle seguenti delibere:

- DGR 28 Ottobre 2002, No. VII/10863;
- DGR 6 Dicembre 2002, No. VII/11485;
- DGR 29 Luglio 2003, No. VII/13856;
- DGR 28 Giugno 2004, No. VII/17989;
- DGR 5 Agosto 2004, No. VII/18622.

La DGR 28 Ottobre 2002, No. VII/10863 *“Disposizioni Concernenti il Piano d'Azione per il contenimento degli Episodi Acuti di Inquinamento Atmosferico – Modifica della DGR 19 Ottobre 2001, No. VII/6501”* apporta alcuni cambiamenti all'Allegato D della DGR VII/6501 *“Piano d'Azione relativo ai criteri e procedure*

per l'adozione di provvedimenti per il contenimento e la prevenzione degli episodi acuti di inquinamento atmosferico con particolare riferimento alle zone critiche così come definite dall'allegato A". Tale deliberazione fissa, in funzione della tipologia di impianto, i valori corrispondenti alla soglia di attenzione ed alla soglia di allarme relativi ai seguenti inquinanti:

- NO₂;
- CO;
- SO₂
- PTS;
- PM₁₀;
- O₃.

La DGR 6 Dicembre 2002, No. VII/11485 "*Zonizzazione del Territorio Regionale per il Conseguimento degli Obiettivi di Qualità dell'Aria Ambiente – Individuazione, in Via Preliminare, dell'Agglomerato di Brescia (Art. 5, D.Lgs 351/99)*" modifica l'allegato A della DGR VII/6501. In particolare la DGR VII/11485 individua, nell'ambito della zonizzazione del territorio regionale i Comuni (20, tra cui Brescia) appartenenti alla zona critica di Brescia; per tali Comuni valgono le indicazioni concernenti le zone critiche e riportate agli allegati B, C e D di cui alla DGR VII/6501 e VII/10863.

Con la Deliberazione della Giunta Regionale 29 Luglio 2003, No. VII/13865 "*Piano d'Azione per il Contenimento e la Prevenzione degli Episodi Acuti di Inquinamento Atmosferico, con particolare Riferimento al Traffico Veicolare, relativamente alle Zone Critiche ed agli Agglomerati della Regione Lombardia*" sono stati apportati ulteriori cambiamenti all'allegato D della DGR VII/6501 come modificato dalla DGR 28 Ottobre 2002, No. VII/10863. Nell'ambito del nuovo Piano d'Azione vengono fissati:

- provvedimenti relativi alla circolazione autoveicolare da assumere nella stagione invernale;
- misure per il contenimento dell'inquinamento da ozono;
- misure per il contenimento delle emissioni di NO₂ dagli impianti per la produzione di energia elettrica, con potenzialità termica superiore a 100 MW; tali provvedimenti scattano a partire dal terzo giorno consecutivo di superamento del valore limite di NO₂, pari a 200 µg/m³ come media oraria o dopo il superamento per tre ore consecutive della soglia di allarme (pari a 400 µg/m³).

Con tale delibera vengono inoltre riunite in un'unica zona critica le seguenti aree:

- Milano;
- Como;
- Sempione.

La DGR 28 Giugno 2004, No. VII/17989 “*Modifica dell’Allegato C alla DGR 19 Ottobre 2001, No. VII/6501, come modificata ed integrata, in ordine al limite di emissione fissato per gli NO_x relativamente agli impianti di produzione di energia elettrica mediante turbine a gas, con potenzialità superiore a 300 MW_t, da installarsi nelle zone di risanamento e di mantenimento, come individuate dalla medesima DGR 19 Ottobre 2001, No. VII/6501*” con riferimento a turbine a gas, impianti nuovi, fissa per le zone di risanamento e di mantenimento i seguenti limiti di emissione (espressi in mg/Nm³), riferiti ai gas secchi in condizioni normali e ad una percentuale del 15 % di ossigeno libero nei fumi (le potenzialità di seguito riportate sono riferite ai singoli focolari delle turbine):

- | | |
|-------------------------------|------------------------------|
| • per turbine fino a 8 MWt | NO _x 150 e CO 100 |
| • oltre 8 MWt fino a 15 MWt | NO _x 100 e CO 80 |
| • oltre 15 MWt fino a 50 MWt | NO _x 80 e CO 60 |
| • oltre 50 MWt fino a 100 MWt | NO _x 60 e CO 50 |
| • oltre 100 MWt | NO _x 50 e CO 50 |
| • oltre 300 MWt | NO _x 30 e CO 50 |

Infine la DGR 5 Agosto 2004, No. VII/18622 “*Piano d’Azione per il Contenimento e la Prevenzione degli Episodi Acuti di Inquinamento Atmosferico, con particolare Riferimento al Traffico Veicolare, relativamente alle Zone Critiche ed agli Agglomerati della Regione Lombardia*” apporta ulteriori modifiche all’Allegato D; come già compiuto nell’ambito della Deliberazione della Giunta Regionale 29 Luglio 2003, No. VII/13865, in tale delibera sono stabiliti:

- provvedimenti relativi alla circolazione autoveicolare da assumere nella stagione invernale;
- misure per il contenimento dell’inquinamento da ozono;
- misure per il contenimento delle emissioni di NO₂ dagli impianti per la produzione di energia elettrica, con potenzialità termica superiore a 100 MW.

5.3.3 Relazioni tra il Progetto e gli Strumenti per la Tutela della Qualità dell'Aria

Per quanto riguarda gli strumenti per la tutela e il risanamento dell'atmosfera si evidenzia che, in base alla zonizzazione del territorio regionale attuata con la Delibera VII/6501, la Centrale Lamarmora ricade in una **zona critica**; in tali aree con riferimento alle turbine a gas, impianti nuovi, la delibera ha stabilito i seguenti limiti di emissione (riferiti ai gas secchi in condizioni normali e ad una percentuale del 15% di ossigeno libero nei fumi):

- $\text{NO}_x + \text{NH}_3$ (espressi come NO_2) 30 mg/Nm³
- CO 50 mg/Nm³

Per quanto riguarda, inoltre, gli impianti di cogenerazione dimensionati per reti di teleriscaldamento, possono essere accettate turbine con limiti di emissione più elevati purchè il fattore di emissione degli NO_x sia < 280 mg/kWt di prodotto.

Si noti che, per quanto riguarda gli impianti esistenti, la delibera stabilisce un adeguamento ai limiti di emissione degli impianti nuovi entro il 31 Dicembre 2008.

La delibera prevede inoltre l'impiego di opportuni sistemi di controllo sulla combustione e sulle emissioni, in particolare:

- tutte le turbine devono essere dotate di analizzatori in continuo di CO e O₂ con regolazione automatica del rapporto aria/combustibile;
- tutti gli impianti oltre 15 MWt devono essere dotati di un Sistema di Monitoraggio Emissioni (SME) per gli ossidi di azoto (NO_x) in conformità al DM 21 Dicembre 1995, Decreto Direttore Generale No. 3536 del 29 Agosto 1997 e Decreto Direttore Generale No. 1632 del 16 Aprile 1998 della Regione Lombardia.

Si evidenzia inoltre che per le zone critiche le modifiche sostanziali ad impianti esistenti non possono essere autorizzate se prevedono un aumento delle emissioni totali annue rispetto a quelle calcolate per l'impianto nella potenzialità e tecnologia precedenti alla modifica applicando i limiti previsti per l'adeguamento.

Come indicato più in dettaglio nei Quadri di Riferimento Progettuale e Ambientale del SIA, il nuovo gruppo a ciclo combinato garantisce il rispetto dei limiti di emissione sopra riportati.

Si evidenzia, in particolare, che il nuovo gruppo a ciclo combinato sarà dotato delle migliori tecnologie disponibili per la riduzione delle emissioni in atmosfera, in linea con gli obiettivi generali della pianificazione in materia di protezione della qualità dell'aria. In particolare le emissioni di NO_x saranno contenute grazie all'impiego di bruciatori del tipo Dry Low NO_x (DLN) e di impianti di abbattimento De NO_x (che

saranno installati anche sul Gruppo 3 esistente). Inoltre l'utilizzo del gas naturale quale combustibile assicurerà emissioni trascurabili di SO₂ e particolato.

Per quanto concerne i gruppi 1 e 2 esistenti (che saranno passati a riserva per la sola produzione di calore in emergenza), essi saranno adeguati in modo tale da rispettare i limiti di emissione previsti dalla normativa.

Va notato che una valutazione accurata delle emissioni dell'impianto e del conseguente contributo ai livelli di qualità dell'aria viene effettuata all'interno del Quadro di Riferimento Ambientale.

In conclusione il progetto di ristrutturazione della Centrale Lamarmora non è in contrasto con le indicazioni derivanti dalle norme e dagli strumenti per la tutela della qualità dell'aria.

6 PIANI DI BACINO AI SENSI DELLA LEGGE 183/1989

In questo capitolo vengono esaminati i principali aspetti istituzionali relativi alla difesa del suolo, come regolamentati dalla Legge 18 Maggio 1989, No. 183, “*Norme per il Riassetto Organizzativo e Funzionale della Difesa del Suolo*”.

L'area oggetto di studio ricade nel territorio di competenza dell'Autorità di Bacino del Po. Nell'ambito del processo di formazione del Piano di Bacino, i piani stralcio adottati dall'Autorità di Bacino del Fiume Po sono i seguenti:

- Piano Stralcio PS45: piano stralcio per la realizzazione degli interventi necessari al ripristino dell'assetto idraulico, alla eliminazione delle situazioni di dissesto idrogeologico e alla prevenzione dei rischi idrogeologici nonché per il ripristino delle aree di esondazione (approvato con Delibera del Comitato Istituzionale No. 9 del 10 Maggio 1995);
- Piano Stralcio delle Fasce Fluviali (PSFF): il piano stralcio delle fasce fluviali sui corsi d'acqua principali del bacino idrografico del fiume Po è lo strumento per la delimitazione della regione fluviale, funzionale a consentire, attraverso la programmazione di azioni (opere, vincoli, direttive), il conseguimento di un assetto fisico del corso d'acqua compatibile con la sicurezza idraulica, l'uso della risorsa idrica, l'uso del suolo (a fini insediativi, agricoli e industriali) e la salvaguardia delle componenti naturali e ambientali (adottato con Delibera del Comitato Istituzionale No. 26 dell'11 Dicembre 1997);
- Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI): è lo strumento che conclude e unifica la pianificazione ordinaria di bacino per la difesa del suolo dal rischio idraulico e idrogeologico (approvato con DPCM del 24 Maggio 2001).

Collegati a quest'ultimo vi sono inoltre il successivo Progetto di Piano Stralcio di Integrazione al Piano per l'Assetto Idrogeologico (adottato con Delibera del Comitato Istituzionale No. 19 del 26 Aprile 2001) ed il Piano Straordinario per le Aree a Rischio Idrogeologico Molto Elevato (PS 267) e successivo aggiornamento (adottato con Delibera del Comitato Istituzionale No. 20 del 26 Aprile 2001).

Nel seguito del capitolo sono sinteticamente esaminati i seguenti Piani:

- il Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (Paragrafo 6.1);
- il Piano Straordinario per le Aree a Rischio Idrogeologico molto Elevato (Paragrafo 6.2).

Nel Paragrafo 6.3 vengono evidenziate le relazioni tra il progetto e la pianificazione a scala di bacino.

6.1 PIANO STRALCIO PER L'ASSETTO IDROGEOLOGICO (PAI)

Il Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI), adottato dall'Autorità di Bacino del Fiume Po con Deliberazione No. 18 del 26 Aprile 2001 e definitivamente approvato con DPCM 24 Maggio 2001, rappresenta lo strumento che conclude e unifica la pianificazione ordinaria di bacino per la difesa del suolo dal rischio idraulico e idrogeologico, recependo le determinazioni precedentemente assunte dall'Autorità di Bacino mediante gli altri piani stralcio (il PS45 e il PSFF), gli strumenti straordinari adottati per aree specifiche e le misure di salvaguardia, se del caso precisandoli e adeguandoli nel modo più appropriato al carattere integrato e interrelato richiesto a uno strumento di bacino.

Il PAI ha lo scopo di assicurare, attraverso la programmazione di opere strutturali, vincoli, direttive, la difesa del suolo rispetto al dissesto di natura idraulica e idrogeologica e la tutela degli aspetti ambientali a esso connessi, in coerenza con le finalità generali e specifiche indicate all'Art. 3 della L. 183/89 e con i contenuti del piano di bacino fissati all'Art. 17 della stessa legge.

Il Piano definisce e programma le azioni, attraverso la valutazione unitaria dei vari settori di disciplina, con l'obiettivo di garantire un livello di sicurezza adeguato sul territorio, conseguire il recupero degli ambiti fluviali quali elementi centrali dell'assetto territoriale del bacino idrografico, raggiungere condizioni di uso del suolo compatibili con le caratteristiche dei sistemi idrografici e dei versanti.

Le linee di intervento strategiche perseguite dal Piano tendono in particolare a:

- proteggere centri abitati, infrastrutture, luoghi e ambienti di riconosciuta importanza rispetto a eventi di piena di gravosità elevata, in modo tale da ridurre il rischio idraulico a valori compatibili;
- mettere in sicurezza abitati e infrastrutture interessati da fenomeni di instabilità di versante;
- salvaguardare e, ove possibile, ampliare le aree naturali di esondazione dei corsi d'acqua;
- limitare gli interventi artificiali di contenimento delle piene a scapito dell'espansione naturale delle stesse e privilegiare, per la difesa degli abitati, interventi di laminazione controllata, al fine di non aumentare il deflusso sulle aste principali e in particolare sull'asta del Po;
- limitare i deflussi recapitati nella rete idrografica naturale da parte dei sistemi artificiali di drenaggio e smaltimento delle acque meteoriche delle aree urbanizzate;

- promuovere interventi diffusi di sistemazione dei versanti con fini di aumento della permeabilità delle superfici e dei tempi di corrivazione;
- promuovere la manutenzione delle opere di difesa e degli alvei, quale strumento indispensabile per il mantenimento in efficienza dei sistemi difensivi e assicurare affidabilità nel tempo agli stessi;
- promuovere la manutenzione dei versanti e del territorio montano, con particolare riferimento alla forestazione e alla regimazione della rete minuta di deflusso superficiale, per la difesa dai fenomeni di erosione, di frana e dai processi torrentizi;
- ridurre le interferenze antropiche con la dinamica evolutiva degli alvei e dei sistemi fluviali.

Il PAI è costituito dai seguenti elaborati:

- relazione generale che contiene l'analisi dei principali punti critici (Allegato 1) e il programma finanziario (Allegato 2);
- atlante dei rischi idraulici e idrogeologici – inventario dei centri abitati collinari/montani esposti a pericolo, che contiene l'elenco dei comuni per classi di rischio (Allegato 1), il quadro di sintesi dei fenomeni di dissesto a livello comunale (Allegato 2), l'inventario dei centri abitati montani esposti a pericolo (Allegato 3) e la delimitazione delle aree in dissesto (Allegato 4);
- linee generali di assetto idraulico e idrogeologico;
- caratteri paesistici e beni naturalistici, storico – culturali, ambientali;
- quaderno delle opere tipo;
- cartografia di piano (No. 9 tavole in scala 1:250,000);
- norme di attuazione;
- tavole di delimitazione delle fasce fluviali (No. 21 tavole in scala 1:50,000, No. 122 tavole in scala 1:25,000 e No. 53 tavole in scala 1:10,000);
- relazione generale.

In Figura 6.1 è riportata una tavola del Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Brescia in cui sono riportate le indicazioni del PAI e del PS267: infatti il PTCP (Art. 20 “*Rapporti con la Pianificazione di Bacino*”) rispetta il PAI con riferimento alla Tavola 3 del Piano stesso e alla normativa specifica. In attuazione del PAI, il PTCP propone i seguenti approfondimenti:

- l'estensione delle fasce fluviali alle parti mancanti dei corsi d'acqua maggiori da individuare mediante apposito progetto strategico;
- la delimitazione delle fasce fluviali dei corsi d'acqua minori secondo gli studi contenuti nella componente geologica dei PRG comunali;
- l'individuazione puntuale della traiettoria delle masse franose e degli ambiti interessati secondo gli studi contenuti nella componente geologica dei PRG.

6.2 PIANO STRAORDINARIO PER LE AREE A RICHIO IDROGEOLOGICO MOLTO ELEVATO (PS267)

L'articolo 9 della Legge 13 Luglio 1999, No. 226, "*Conversione in Legge, con Modificazioni, del Decreto Legge 13 Maggio 1999, No. 132, Recante Interventi Urgenti in Materia di Protezione Civile*" prevede che le Autorità di Bacino di rilievo nazionale e interregionale e le Regioni, per i restanti bacini, approvino Piani Straordinari diretti a rimuovere le situazioni a rischio più alto. I Piani Straordinari contengono in particolare l'individuazione e la perimetrazione delle aree a rischio idrogeologico molto elevato per l'incolumità delle persone e per la sicurezza delle infrastrutture e del patrimonio ambientale e culturale.

Il Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino del Fiume Po, con Deliberazione 26 Aprile 2001, No. 20, ha approvato l'Aggiornamento del Piano Straordinario per le Aree a Rischio Idrogeologico Molto Elevato (PS 267).

Il PS 267 è uno strumento di intervento urgente e "straordinario", che si attua in parallelo alla conduzione della fase di osservazioni sul progetto di PAI. Il PS 267 definisce le azioni a carattere preventivo e temporaneo (perimetrazione delle aree a rischio idrogeologico molto elevato e adozione delle misure di salvaguardia nelle stesse), gli interventi a carattere definitivo di mitigazione del rischio limitatamente alle situazioni a rischio più alto e la definizione e adozione delle limitazioni d'uso del suolo da adottare come misure di salvaguardia.

Tali contenuti sono strettamente coordinati con quelli relativi al PAI ed in particolare:

- è unico il quadro conoscitivo di riferimento relativo alle condizioni di dissesto idraulico e idrogeologico nel bacino idrografico;
- è comune il criterio di quantificazione del grado di rischio;
- la perimetrazione cartografica alla scala appropriata delle aree a rischio deriva da un approfondimento conoscitivo dei fenomeni di dissesto rappresentati nel PAI;

- le misure di salvaguardia per le aree perimetrate costituiscono una specificazione della salvaguardia già applicata con il PAI, adeguata al migliore approfondimento conseguito nella caratterizzazione dei fenomeni;
- la selezione delle aree a rischio più alto su cui attuare gli interventi di mitigazione è coerente con le priorità fissate nel PAI;
- l'insieme dei contenuti a carattere non temporaneo del PS 267 è destinato a confluire nel PAI.

All'interno dell'Allegato 2 della relazione generale del Piano, "Elenco delle Aree a Rischio Idrogeologico Molto Elevato" (aree rappresentate cartograficamente nell'elaborato di piano denominato "Atlante Cartografico delle Perimetrazioni delle Aree a Rischio Idrogeologico Molto Elevato sottoposte a Misure di Salvaguardia"), sono citati i Comuni nel cui territorio sono presenti aree a rischio idrogeologico.

6.3 RELAZIONI TRA IL PROGETTO E LA PIANIFICAZIONE IN MATERIA DI DIFESA DEL SUOLO

Come in precedenza evidenziato, il PTCP di Brescia rispetta e recepisce le indicazioni della pianificazione di bacino. L'analisi delle relazioni del progetto viene pertanto effettuata con riferimento alla Tavola del PTCP "Ambiente e Rischi".

In Figura 6.1 è riportata una tavola del Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Brescia in cui sono indicate le indicazioni del PAI e del PS267: infatti il PTC (Art. 20 "*Rapporti con la Pianificazione di Bacino*") *rispetta il PAI con riferimento alla Tavola 3 e alla normativa specifica. In attuazione del PAI, il PTCP propone i seguenti approfondimenti:*

- *l'estensione delle fasce fluviali alle parti mancanti dei corsi d'acqua maggiori da individuare mediante apposito progetto strategico;*
- *la delimitazione delle fasce fluviali dei corsi d'acqua minori secondo gli studi contenuti nella componente geologica dei PRG comunali;*
- *l'individuazione puntuale della traiettoria delle masse franose e degli ambiti interessati secondo gli studi contenuti nella componente geologica dei PRG.*

Dall'esame della Figura 6.1 si rileva che l'impianto, con riferimento a quanto indicato dal PAI, non ricade in alcuna delle aree perimetrate; **in particolare la delimitazione delle fasce fluviali del Fiume Mella dista circa 2.6 km dall'area di pertinenza della Centrale Lamarmora. Pertanto, considerando che gli interventi di ristrutturazione della Centrale oggetto del presente studio saranno realizzati in una parte di questa area, e comunque all'interno dell'attuale area**

di proprietà di ASM, non si evidenziano elementi di interferenza fra il progetto in esame e le indicazioni contenute nel PAI.

Sempre con riferimento alla Figura 6.1, si evidenzia che **anche il tracciato in cavo dell'elettrodotto di connessione alla stazione Flero ed il tracciato del metanodotto a progetto ricadono interamente al di fuori delle fasce fluviali perimetrate (la distanza tra i tracciati dei collegamenti e la fascia fluviale perimetrata, situata ad Ovest rispetto ad essi, è maggiore di 1 km).**

Con riferimento al PS267 l'area di pertinenza della Centrale, così come il tracciato dell'elettrodotto e del metanodotto connessi, **ricadono invece totalmente in aree a vulnerabilità alta e molto alta della falda, come gran parte del territorio circostante.** Per tali aree, nelle quali la combinazione di soggiacenza e composizione del terreno segnalano la vulnerabilità della falda, obiettivo del PTCP è evitare le possibili contaminazioni della falda anche superficiali da inquinamenti derivati da impianti ed attività urbane (Articolo 43 delle NTA). Come prescrizione le NTA prevedono che *“nella realizzazione di infrastrutture stradali, zone industriali e superfici pavimentate in genere, dovrà essere assicurata la raccolta e la depurazione delle acque di prima pioggia. Le fognature miste e nere dovranno essere realizzate con tecnologie atte ad evitare possibili perdite e l'impermeabilizzazione di superfici carrabili può avvenire in deroga al principio della permeabilità. Si propone alla pianificazione regionale di settore la classificazione della zona come area sensibile ai sensi del D.Lgs. 152/99.”*

Si evidenzia che il progetto di ristrutturazione della Centrale Lamarmora non presenta elementi di contrasto con gli indirizzi di salvaguardia espressi dal PS267; infatti il nuovo gruppo a ciclo combinato interesserà una parte dell'area di pertinenza della Centrale esistente, che è stata progettata e realizzata adottando tutti i più opportuni accorgimenti finalizzati ad evitare qualsiasi compromissione della risorsa idrica. Oltre alle reti ed agli impianti di trattamento propriamente detti, descritti in dettaglio nel Quadro di Riferimento Progettuale, sono state prese tutte le precauzioni per limitare al massimo i rischi di compromissione o di inquinamento accidentale.

7 PROTEZIONE DEL PAESAGGIO E AREE VINCOLATE

In questo capitolo sono esaminati i principali strumenti di pianificazione in materia di aree protette e vincolate, con riferimento in particolare a:

- sistema delle aree protette come regolamentate da (Paragrafo 7.1):
 - Direttiva Comunitaria 92/43/CEE del 21 Maggio 1992 (Direttiva “*Habitat*”), recepita in Italia con Decreto del Presidente della Repubblica 8 Settembre 1997, No. 357, “*Regolamento Recante Attuazione della Direttiva 92/43/CEE relativa alla Conservazione degli Habitat Naturali e Seminaturali, nonché della Flora e della Fauna Selvatiche*”.
 - Decreto Ministeriale 6 Dicembre 1991, No. 394, “*Legge Quadro sulle Aree Naturali Protette*”,
- aree vincolate ai sensi del Decreto Legislativo No. 42 del 22 Gennaio 2004: “*Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio, ai sensi dell’Articolo 10 della Legge 6 Luglio 2002, No. 137*” (Paragrafo 7.2).

Le relazioni tra il progetto e gli strumenti di pianificazione in materia di aree protette e vincolate sono riportate al Paragrafo 7.3.

7.1 SISTEMA DELLE AREE PROTETTE

La Legge 394/91 definisce la classificazione delle aree naturali protette e ne istituisce l’elenco ufficiale, nel quale vengono iscritte tutte le aree che rispondono ai criteri stabiliti, a suo tempo, dal Comitato Nazionale per le Aree Protette.

Il sistema delle aree naturali protette è classificato come segue:

- Parchi Nazionali, costituiti da aree terrestri, fluviali, lacuali o marine che contengono uno o più ecosistemi intatti o anche parzialmente alterati da interventi antropici, una o più formazioni fisiche, geologiche, geomorfologiche, biologiche, di rilievo internazionale o nazionale per valori naturalistici, scientifici, estetici, culturali, educativi e ricreativi tali da richiedere l’intervento dello Stato ai fini della loro conservazione per le generazioni presenti e future;
- Parchi Naturali Regionali e Interregionali, costituiti da aree terrestri, fluviali, lacuali ed eventualmente da tratti di mare prospicienti la costa, di valore naturalistico e ambientale, che costituiscono, nell’ambito di una o più regioni limitrofe, un sistema omogeneo, individuato dagli assetti naturalistici dei luoghi, dai valori paesaggistici e artistici e dalle tradizioni culturali delle popolazioni locali;

- Riserve Naturali, costituite da aree terrestri, fluviali, lacuali o marine che contengono una o più specie naturalisticamente rilevanti della flora e della fauna, ovvero presentino uno o più ecosistemi importanti per la diversità biologica o per la conservazione delle risorse genetiche. Le riserve naturali possono essere statali o regionali in base alla rilevanza degli elementi naturalistici in esse rappresentati;
- Zone Umide di Interesse Internazionale, costituite da aree acquitrinose, paludi, torbiere oppure zone naturali o artificiali d'acqua, permanenti o transitorie comprese zone di acqua marina la cui profondità, quando c'è bassa marea, non superi i sei metri che, per le loro caratteristiche, possono essere considerate di importanza internazionale ai sensi della convenzione di Ramsar;
- Altre Aree Naturali Protette, aree (oasi delle associazioni ambientaliste, parchi suburbani, ecc.) che non rientrano nelle precedenti classi. Si dividono in aree di gestione pubblica, istituite cioè con leggi regionali o provvedimenti equivalenti, e aree a gestione privata, istituite con provvedimenti formali pubblici o con atti contrattuali quali concessioni o forme equivalenti;
- Zone di Protezione Speciale (ZPS), designate ai sensi della Direttiva 79/409/CEE, costituite da territori idonei per estensione e/o localizzazione geografica alla conservazione delle specie di uccelli di cui all'allegato I della direttiva citata, concernente la conservazione degli uccelli selvatici;
- Zone Speciali di Conservazione (ZSC), designate ai sensi della Direttiva 92/43/CEE, costituite da aree naturali, geograficamente definite e con superficie delimitata, che:
 - contengono zone terrestri o acquatiche che si distinguono grazie alle loro caratteristiche geografiche, abiotiche e biotiche, naturali o seminaturali (habitat naturali) e che contribuiscono in modo significativo a conservare, o ripristinare, un tipo di habitat naturale o una specie della flora e della fauna selvatiche di cui all'allegato I e II della direttiva 92/43/CEE, relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche in uno stato soddisfacente a tutelare la diversità biologica nella regione paleartica mediante la protezione degli ambienti alpino, appenninico e mediterraneo,
 - sono designate dallo Stato mediante un atto regolamentare, amministrativo e/o contrattuale e nelle quali siano applicate le misure di conservazione necessarie al mantenimento o al ripristino, in uno stato di conservazione soddisfacente, degli habitat naturali e/o delle popolazioni delle specie per cui l'area naturale è designata,tali aree sono denominate Siti di Interesse Comunitario (SIC);

- Aree di Reperimento Terrestri e Marine indicate dalle Leggi 394/91 e 979/82, che costituiscono aree la cui conservazione attraverso l'istituzione di aree protette è considerata prioritaria.

Nella Figura 7.1 sono evidenziati i parchi, i proposti Siti di Importanza Comunitaria (pSIC) e i Siti di Importanza Nazionale più prossimi all'area in esame.

Più in dettaglio la Figura 7.2 evidenzia che i pSIC più vicini all'impianto, localizzati comunque ad una distanza superiore a 10 km, sono:

- **“Altopiano Cariatoghe”** ubicato circa 13 km a Nord – Est dell'impianto;
- **“Sorgente Funtani”** situato circa 27 km a Nord – Est dell'impianto;
- **“Torbiere d'Iseo”** localizzato circa 19 km a Nord – Ovest rispetto all'impianto;
- **“Boschetto della Cascina Campagna”** e **“Bosco dell'Isola”** situati all'interno del Parco Regionale dell'Oglio Nord” e localizzati circa 26 km ad Ovest dell'impianto;
- **“Bosco di Barco”** situato all'interno del Parco Regionale dell'Oglio Nord e localizzato a circa 29 km a Sud Ovest dell'impianto;
- **“Bosco della Marisca”, “Isola Uccellanda”** e **“Lanche di Azzanello”** situati all'interno del Parco Regionale dell'Oglio Nord” e localizzati circa 30 km a Sud Ovest dell'impianto.

Nella tabella seguente sono sintetizzati i dati salienti di tali aree.

Denominazione SIC	Codice SIC	Provincia	Superficie [ha]	Distanza dall'Impianto [km]
Lanche di Azzanello	IT20A0006	CR	35.00	circa 30
Bosco della Marisca	IT20A0007	CR;BS	30.00	circa 30
Isola Uccellanda	IT20A0008	CR;BS	60.00	circa 30
Bosco di Barco	IT20A0009	CR;BS	30.00	circa 29
Boschetto della Cascina Campagna	IT2060014	BG	2.00	circa 26
Bosco dell'Isola	IT2060015	BS	42.00	circa 26
Altopiano Cariatoghe	IT2070018	BS	525.13	circa 13
Sorgente Funtani	IT2070019	BS	45.67	circa 27
Torbiere d'Iseo	IT2070020	BS	376.00	circa 19

L'area in esame è interessata inoltre dalla presenza di una Zona di Protezione Speciale (ZPS), denominata “**Torbiere d’Iseo**”, la cui perimetrazione coincide con l’omonimo proposto Sito di Interesse Comunitario (pSIC).

Per quanto riguarda i parchi, la Figura 7.1 mostra che le zone protette più vicine all’impianto sono rappresentate dal **Parco dell’Oglio Nord** e dal **Parco Naturale dell’Alto Garda Bresciano** (istituito con Legge Regionale No. 24 del 1 Dicembre 2003) che si trovano rispettivamente ad una distanza minima di circa 24 e 25 km dall’impianto.

7.2 AREE VINCOLATE AI SENSI DEL D.LGS. 42/04

Il Decreto Legislativo No. 490 del 29 Ottobre 1999 “*Testo Unico delle Disposizioni Legislative in materia di Beni Culturali e Ambientali, a norma dell’Articolo 1 della legge 8 Ottobre 1999, No. 352*” rappresenta il punto di confluenza delle principali leggi relative alla tutela del paesaggio, del patrimonio storico ed artistico:

- la Legge 1 Giugno 1939, No. 1089;
- la Legge 29 Giugno 1939, No. 1497;
- la Legge 8 Agosto 1985, No. 431.

Tale decreto è stato recentemente abrogato in seguito all’entrata in vigore del Decreto Legislativo No. 42 del 22 Gennaio 2004 che costituisce il codice unico dei beni culturali e del paesaggio e che recepisce la Convenzione Europea del Paesaggio per la definizione di paesaggio e per alcuni dei principi ispiratori dell’attività di tutela. Il Decreto Legislativo 42/04 disciplina le attività concernenti la conservazione, la fruizione e la valorizzazione del patrimonio culturale ed in particolare fissa le regole per:

- Tutela, Fruizione e Valorizzazione dei Beni Culturali (Parte Seconda, Titoli I, II e III, Articoli da 10 a 130);
- Tutela e Valorizzazione dei Beni Paesaggistici (Parte Terza, Articoli da 131 a 159).

Per quello che riguarda i beni culturali in base a quanto disposto dall’Articolo 10 del D.Lgs. 42/04 (ex Legge 1089/39) sono tutelati i seguenti:

- le cose immobili e mobili che presentano interesse artistico, storico, archeologico, o demo – etno - antropologico;

- le raccolte di musei, pinacoteche, gallerie e altri luoghi espositivi dello Stato, delle regioni, degli altri enti pubblici territoriali, nonché di ogni altro ente ed istituto pubblico;
- gli archivi e i singoli documenti, appartenenti ai privati, che rivestono interesse storico particolarmente importante;
- le raccolte librerie delle biblioteche dello Stato, delle regioni, degli altri enti pubblici territoriali nonché di ogni altro ente ed istituto pubblico.
- le cose immobili che, a causa del loro riferimento con la storia politica, militare, della letteratura, dell'arte e della cultura in genere, rivestono un interesse particolarmente importante;

Alcuni beni, inoltre, vengono riconosciuti oggetto di tutela ai sensi dell'Articolo 10 del D.Lgs 42/04 solo in seguito ad un'apposita dichiarazione da parte del soprintendente; tali beni sono:

- le cose immobili e mobili che presentano interesse artistico, storico, archeologico o etnoantropologico particolarmente importante, appartenenti a soggetti diversi da quelli indicati al comma 1;
- gli archivi e i singoli documenti, appartenenti a privati, che rivestono interesse storico particolarmente importante;
- le raccolte librerie, appartenenti a privati, di eccezionale interesse culturale;
- le cose immobili e mobili, a chiunque appartenenti, che rivestono un interesse particolarmente importante a causa del loro riferimento con la storia politica, militare, della letteratura, dell'arte e della cultura in genere, ovvero quali testimonianze dell'identità e della storia delle istituzioni pubbliche, collettive o religiose;
- le collezioni o serie di oggetti, a chiunque appartenenti, che, per tradizione, fama e particolari caratteristiche ambientali, rivestono come complesso un eccezionale interesse artistico o storico.
- le collezioni o serie di oggetti che, per tradizione, fama e particolari caratteristiche ambientali, rivestono come complesso un eccezionale interesse artistico o storico;
- i beni archivistici;
- i beni librari.

Il Decreto fissa precise norme in merito all'individuazione dei beni, al procedimento di notifica, alla loro conservazione, sia diretta che indiretta, alla loro fruizione ed alla circolazione sia in ambito nazionale che in ambito internazionale.

Con riferimento ai beni paesaggistici ed ambientali, in base a quanto disposto dall'Articolo 136 del D.Lgs 42/04 sono sottoposti a tutela (ex Legge 1497/39):

- le cose immobili che hanno cospicui caratteri di bellezza naturale o di singolarità geologica;
- le ville, i giardini e i parchi, non tutelati a norma delle disposizioni della Parte Seconda (beni culturali), che si distinguono per la loro non comune bellezza;
- i complessi di cose immobili che compongono un caratteristico aspetto avente valore estetico e tradizionale;
- le bellezze panoramiche considerate come quadri e così pure quei punti di vista o di belvedere, accessibili al pubblico dai quali si goda lo spettacolo di quelle bellezze.

In virtù del loro interesse paesaggistico sono comunque sottoposti a tutela dall'Articolo 142 del D.Lgs. 42/04 (ex Legge 431/85):

- i territori costieri compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia, anche per i terreni elevati sul mare;
- i territori contermini ai laghi compresi in una fascia della profondità di 300 metri dalla linea di battigia, anche per i territori elevati sui laghi;
- i fiumi, i torrenti ed i corsi d'acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici, approvato con Regio Decreto 11 Dicembre 1933, No. 1775, e le relative sponde o piede degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna;
- le montagne per la parte eccedente 1,600 metri sul livello del mare per la catena alpina e 1,200 metri sul livello del mare per la catena appenninica e per le isole;
- i ghiacciai e i circhi glaciali;
- i parchi e le riserve nazionali o regionali, nonché i territori di protezione esterna dei parchi;
- i territori coperti da foreste e da boschi, ancorché percorsi o danneggiati dal fuoco, e quelli sottoposti a vincolo di rimboschimento;

- le aree assegnate alle università agrarie e le zone gravate da usi civici;
- le zone umide incluse nell'elenco previsto dal decreto del Presidente della Repubblica 13 Marzo 1976, No. 448;
- i vulcani ;
- le zone di interesse archeologico.

Come si può evincere dall'analisi della Figura 7.3 in cui sono riportati i vincoli ex D.Lgs. 42/04, l'area di pertinenza della Centrale Lamarmora e l'area interessata dai tracciati dell'elettrodotto e del metanodotto a progetto non interessano alcuna area soggetta a vincolo. Le aree vincolate più vicine sono:

- il **Parco di Conifere di Villa Paradiso**, vincolato come bellezza individua ai sensi dell'Articolo No. 136, situato a Sud Est rispetto all'area di pertinenza della Centrale ad una distanza di circa 150 m e dichiarato di notevole interesse pubblico con DM 20 Settembre 1944;
- la **Villa del Labirinto ed il relativo parco**, vincolata come bellezza d'insieme ai sensi dell'articolo No. 136, localizzata circa 1.5 km ad Ovest rispetto all'area di pertinenza della Centrale e dichiarata di notevole interesse pubblico con il DM 25 Marzo 1972;
- il **Fiume Mella e le relative sponde per una fascia di 150 m** (art. 142), situato ad Ovest ad una distanza di circa 3.6 km dall'area di pertinenza della Centrale;
- il **Torrente Garza e le relative sponde per una fascia di 150 m** (art. 142), situato ad Est ad una distanza di circa 2.7 km dall'area di pertinenza della Centrale.

Nelle immediate vicinanze della Centrale si segnala inoltre la presenza di **Villa Vergine e del relativo parco**, che è situato ad Ovest ad una distanza di circa 200 m dalla Centrale ed è sottoposto a vincolo di "tutela delle cose di interesse storico artistico" ex L. No. 1089/1939 (ora art. 10 del D.Lgs. 42/2004) dal 1964 (ASM Brescia, 2000), e la presenza di un'abitazione privata ("**Cascina Rossa**"), vincolata anch'essa ai sensi dell'art. 10 del D.Lgs. 42/2004, situata a Sud Est rispetto all'area di pertinenza della Centrale ad una distanza di circa 700 m.

7.3 RELAZIONI TRA IL PROGETTO GLI STRUMENTI PER LA PROTEZIONE DEL PAESAGGIO E LE AREE VINCOLATE

La Centrale Lamarmora oggetto degli interventi in studio, l'elettrodotto funzionale all'allacciamento dell'impianto alle rete nazionale ed il tratto di metanodotto fino all'allacciamento con il metanodotto SNAM in progetto "Potenziamento Carpendolo-Nave" non ricadono all'interno di alcuna area soggetta a tutela; inoltre come illustrato in precedenza le aree di pregio più vicine risultano localizzate a una distanza tale da escludere significative interferenze con le opere in progetto (si vedano le Figure 7.1, 7.2 e 7.3).

8 STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE TERRITORIALE

Nell'ambito della pianificazione territoriale nel presente capitolo sono esaminati i principali documenti regionali, provinciali e comunali vigenti, di seguito elencati:

- Piano Territoriale Paesistico Regionale (PTPR) (Paragrafo 8.1);
- Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Brescia (PTCP) (Paragrafo 8.2);
- Piano Regolatore del Comune di Brescia (Paragrafo 8.3).

Nel Paragrafo 8.4 sono inoltre sintetizzati i principali contenuti delle Legge Regionale No. 12 del 11 Marzo 2005 "*Legge per il Governo del Territorio*", che costituisce il testo unico regionale dell'urbanistica e dell'edilizia, a seguito della riforma dell'art. 117 della Costituzione.

Il Paragrafo 8.5 riporta infine i principali elementi di relazione tra il progetto e gli strumenti della pianificazione territoriale vigenti.

8.1 PIANO TERRITORIALE PAESISTICO REGIONALE (PTPR)

La Regione Lombardia ha approvato il Piano Territoriale Paesistico Regionale (PTPR), con Delibera del Consiglio Regionale VII/197 del 6 Marzo 2001. La Pianificazione Paesistica del PTPR persegue tre finalità:

- la conservazione delle preesistenze e dei relativi contesti (leggibilità, identità ecc..) e la loro tutela nei confronti dei nuovi interventi;
- la qualità paesaggistica degli interventi di trasformazione del territorio;
- la consapevolezza dei valori e la loro fruizione da parte dei cittadini.

In un'ottica di divisione e riordino delle competenze fra Regione ed Enti Locali, il PTPR segue il seguente schema:

- definisce l'architettura del sistema della pianificazione paesistica;
- stabilisce gli indirizzi di tutela e le regole per il controllo degli interventi;
- promuove l'unitarietà e la coerenza delle politiche di paesaggio nell'intero territorio;

- favorisce l'adozione di percorsi analitici confrontabili e di codici linguistici comuni da parte dei soggetti che partecipano alla costruzione del Piano del Paesaggio in Lombardia;
- verifica l'efficacia delle azioni e degli strumenti;
- cura le politiche strategiche, dialogando con enti esterni, nel quadro regionale, nazionale e internazionale;
- definisce l'agenda e promuove la cultura del paesaggio.

Il PTPR è strutturato in sette volumi.

Il primo volume è costituito da una relazione generale introduttiva che esplica i contenuti, gli obiettivi ed il contesto di inserimento del Piano. Allegati a questa prima parte sono la descrizione della pianificazione paesistica della Regione dal 1985 al 1990, la cartografia relativa alle trasformazioni in atto nel paesaggio e la documentazione di riferimento, composta da leggi regionali che tutelano attraverso norme di salvaguardia, ambiti di valore naturalistico ambientale come parchi regionali, riserve e monumenti naturali.

Il secondo volume è dedicato all'analisi degli ambiti e dei caratteri tipologici dei paesaggi della Lombardia, corredato da una rassegna fotografica e dall'elenco dei repertori.

Il terzo volume è dedicato all'analisi delle trasformazioni recenti, esposte attraverso una serie di tavole cartografiche dove vengono indicate le modifiche territoriali (edilizia, viabilità, colture e divagazioni fluviali) che emergono dal confronto fra la versione della Carta Tecnica Regionale del 1980/83 e la versione del 1994.

Il quarto volume è costituito dalla cartografia di piano costituita dalle seguenti tavole tematiche:

- Tavola A: ambiti geografici ed unità tipologiche di paesaggio;
- Tavola B: elementi identificativi del paesaggio e percorsi panoramici;
- Tavola C: istituzioni per la tutela della natura;
- Tavola D: quadro di riferimento degli indirizzi di tutela e di operatività immediata;
- Tavola E: viabilità di interesse paesistico.

Il quinto volume contiene l'abaco delle principali informazioni di carattere paesistico ambientale, articolato per comuni, suddiviso in schede di appartenenza ad ambiti di

rilevanza territoriale e in schede relative alla presenza di elementi connotativi importanti.

Il sesto volume contiene le norme di attuazione e gli indirizzi di tutela cui fare riferimento per ogni area della regione esaminata.

Il settimo volume include i piani di sistema per le infrastrutture a rete ed i tracciati base paesistici.

Il PTPR individua inoltre luoghi, percorsi ed elementi che hanno un'importanza notevole per il paesaggio lombardo e che gli strumenti di dettaglio devono recepire; tali ambiti sono:

- luoghi dell'identità;
- visuali sensibili;
- strade panoramiche;
- tracciati guida paesaggistici;
- paesaggi agrari tradizionali;
- proposti Siti di Importanza Comunitaria (si veda il Paragrafo 7.1);
- ambiti di criticità;
- ambiti di rilevanza regionale;
- ambiti ad elevata naturalità.

Sulla base della delimitazione compiuta dal PTR, l'area di pertinenza della CTEC Lamarmora ricade nell'ambito 1 "Bresciano"; tale ambito è essenzialmente coincidente con la parte pianeggiante della Provincia di Brescia che è delimitata a Ovest e a Sud dalla valle dell'Oglio; il limite verso il Mantovano si snoda lungo il corso del Chiese e quello di Nord e Est è definito dall'arco morenico gardesano.

L'analisi dei caratteri territoriali evidenzia il progressivo passaggio dalla pianura asciutta a quella irrigua. Elemento caratteristico di tale ambito risultano essere i canali, le rogge, le seriole ed i navigli; tutti i corsi d'acqua appartenenti a questo complesso idrografico vengono derivati dall'Oglio, dal Mella e dal Chiese ed evidenziano la vocazione agricola dell'area.

La distribuzione degli insediamenti identifica numerosi piccoli agglomerati di dimore "a corte", ma anche grossi centri di matrice medievale, la cui ubicazione è sempre in relazione o a una via di comunicazione (Montichiari, Leno, Manerbio) o a una via d'acqua (Verolanuova, Quinzano, Carpenedolo, Isorella).

8.2 PIANO TERRITORIALE DI COORDINAMENTO DELLA PROVINCIA DI BRESCIA (PTCP)

Il PTCP della Provincia di Brescia è stato approvato con Delibera del Consiglio Provinciale No. 21 del 22 Aprile 2004 e si applica all'intero territorio provinciale.

Il PTCP definisce le strategie di assetto ed organizzazione del territorio, di tutela ambientale e di gestione delle risorse presenti sul territorio provinciale.

8.2.1 Principi ed Obiettivi

I principi su cui si basa il PTCP sono i seguenti:

- sostenibilità ambientale;
- solidarietà territoriale.

Sulla base dei principi sopra richiamati, il PTCP della Provincia di Brescia ha come obiettivo generale il coordinamento tra la Pianificazione di livello sovra provinciale e quella subordinata; tale obiettivo generale può essere suddiviso nelle seguenti finalità specifiche:

- miglioramento delle qualità del territorio secondo i criteri dello sviluppo sostenibile;
- tutela ed uso corretto dei beni ambientali;
- valorizzazione del paesaggio attraverso la riscoperta delle identità locali;
- creazione di un sistema urbano policentrico costituito da sistemi urbani sovracomunali;
- potenziamento delle reti infrastrutturali e di comunicazione;
- orientamento dell'uso del territorio ai fini insediativi in un'ottica di prevenzione dei rischi e compatibilità con i valori fisico – storico e storico – naturali;
- coordinamento dei piani e dei programmi settoriali, in coerenza con le indicazioni della LR 1/2000 circa le competenze della Provincia in materia ambientale;
- difesa dell'attività agricola;
- incremento della biodiversità.

8.2.2 Contenuti ed Elaborati

Il PTCP si articola in 4 sistemi territoriali:

- sistema ambientale;
- sistema paesistico;
- sistema della mobilità;
- sistema insediativo.

Il PTCP contiene:

- l'indicazione delle vocazioni generali del territorio;
- l'indicazione delle peculiarità riscontrate nell'ambito provinciale;
- il programma generale delle maggiori infrastrutture puntuali ed a rete di mobilità e la loro collocazione di massima;
- le linee di intervento per il consolidamento del suolo e la regimazione delle acque;
- i criteri di localizzazione per:
 - aree da destinare ai fabbisogni insediativi e produttivi non risolvibili a livello comunale,
 - insediamenti per i servizi pubblici a scala sovralocale,
 - insediamenti di grandi strutture di vendita,
 - insediamenti di sistemi turistici di livello provinciale;

Il Piano ha inoltre valenza paesistico – ambientale ed individua:

- le zone di particolare interesse paesistico - ambientale sulla base delle proposte dei Comuni e degli indirizzi regionali;
- gli ambiti territoriali in cui risulti opportuna l'istituzione di parchi locali di interesse sovracomunale, in conformità.

Gli elaborati di Piano che discendono da tale impostazione sono i seguenti:

- Documento preliminare - Quaderno 1;
- Progetto preliminare – Quaderno 2;
- Relazione;

- Normativa articolata in tre parti:
 - Disposizioni generali,
 - I sistemi territoriali,
 - Disposizioni transitorie;
- Allegati alla normativa:
 - I. Disciplina per la tutela e la valorizzazione delle componenti del paesaggio della Provincia,
 - II. Elenchi beni storico culturali individui,
 - III. Piano Viario provinciale,
 - IV Regolamento per il Funzionamento della Conferenza dei Comuni e delle Comunità Montane;
- No. 3 tavole:
 - Tavola No. 1: Struttura e Mobilità – scala 1: 50,000 (si veda la Figura 8.1),
 - Tavola No. 2: Paesaggio– scala 1: 25,000 (si veda la Figura 8.2),
 - Tavola No. 3: Ambiente e Rischi – scala 1: 50,000 (si veda la Figura 6.1).

8.2.3 Analisi delle Tavole di Piano e delle Norme di Attuazione

L'analisi della Tavola No. 1 (Figura 8.1) mostra che **l'area di pertinenza della Centrale Lamarmora interessa le seguenti aree:**

- **zona di controllo;**
- **zona a mix prevalentemente residenziale;**
- **zona a prevalente non trasformabilità a scopo edilizio.**

Per quanto riguarda le opere connesse, si evidenzia che il tracciato dell'**elettrodotto** di connessione alla stazione Flero ed il tracciato del **metanodotto** fino all'allacciamento con il metanodotto SNAM in progetto "Potenziamento Carpendolo-Nave" attraversano per la maggior parte della loro lunghezza un'area classificata come "**zona di controllo**" e per un breve tratto (in corrispondenza dell'area compresa tra la Centrale ed il Termoutilizzatore) una "**zona a mix prevalentemente residenziale**".

In particolare, una volta lasciata l'area di pertinenza della CTEC, l'elettrodotto, realizzato totalmente in cavo, attraversa la Tangenziale Sud e l'Autostrada Milano-Venezia (indicate dalla Tavola di Piano rispettivamente come "strade principali" e "strade primarie"), devia verso Ovest posizionandosi parallelamente all'Autostrada Milano-Venezia (per un tratto pari a circa 200 m) e poi segue il percorso stradale prima lungo Via Codignole, poi lungo Via Flero ed infine lungo Via delle Case Sparse fino ad arrivare alla stazione elettrica di Flero.

Il metanodotto, dopo aver lasciato il punto di consegna previsto (situato in un'area di proprietà di ASM Brescia e classificato come “zona a mix prevalentemente residenziale”) e attraversato la Tangenziale Sud, devia verso Ovest posizionandosi per circa 700 m tra la Tangenziale e l'Autostrada Milano-Venezia. In seguito, dopo aver attraversato il percorso autostradale, prosegue verso Sud, attraversando prima la Strada Comunale Codignole e poi, dopo circa 2.5 km, la Strada Comunale per San Zeno (indicata dalla tavola di Piano come “strada principale”) e, infine, raggiunge l'impianto terminale del metanodotto in progetto Carpendolo-Nave 1° tratto la cui ubicazione è prevista in località Cascina Tesa, in Comune di Brescia.

In seguito sono sintetizzate le indicazioni contenute nelle Norme Tecniche di Attuazione (NTA) del Piano per le zone di interesse sopracitate.

Le zone di controllo sono disciplinate dall'Articolo 128 delle Norme Tecniche d'Attuazione (NTA), che le definisce come “*l'insieme degli ambiti specificati nelle norme dei singoli sistemi (ambientale, del paesaggio e dei beni storici, della mobilità, insediativo) nei quali la trasformabilità del suolo a scopo edilizio è fortemente condizionata dai caratteri ambientali e paesistici del sito*”.

L'obiettivo è “*l'individuazione sintetica degli ambiti che presentano particolari problematiche circa le trasformazioni e per negativo dei siti neutri dal punto di vista ambientale paesistico*”.

Gli indirizzi sono: “*in tali zone l'edificazione sarà sottoposta alla verifica di compatibilità con particolari norme di cui ai Titoli I, II (allegato I) e III. A tali condizioni si debbono aggiungere servitù e vincoli di tipo insediativo.*”

Le zone a mix prevalentemente residenziale (NTA, Art. 131) “*sono tessuti che hanno come funzione prevalente la residenza, ma che comprendono comunque anche piccole realtà produttive, terziario, commercio e servizi pubblici*”.

Per le aree a mix prevalentemente residenziale l'Articolo 131 delle Norme Tecniche di Attuazione fissa come obiettivo il contenimento del consumo di suolo adibito a dette funzioni e, nel caso di nuova previsione, la composizione di tali zone in mix funzionali vivaci la cui localizzazione è scelta in base ai principi della compatibilità ambientale e territoriale.

In tali aree gli strumenti urbanistici comunali dovranno prevedere la localizzazione delle zone a mix prevalentemente residenziale di natura endogena secondo i seguenti criteri:

- continuità con gli ambiti urbanizzati esistenti e previsti;
- aumento del rapporto fra superficie urbanizzata e perimetro sensibile.

Le zone a prevalente non trasformabilità a scopo edilizio, disciplinate dall'Articolo 125 delle NTA, sono definite come *“aree che presentano situazioni oggettive di rischio, di pendenza, di valore naturalistico ed ambientale, di significatività paesistica, di rispetto dei monumenti, di salvaguardia delle infrastrutture e di elementi naturali nonché di primo impatto di inquinanti ineliminabili”*.

L'obiettivo previsto dal PTCP è preservare tali aree dall'edificazione *“in quanto incongrua al loro stato e vocazione”*.

Indirizzo del PTCP è *“mantenere dette aree prive di contenuto edificatorio, consentendo oltre la manutenzione, la ristrutturazione e piccoli ampliamenti dell'esistente, la sola realizzazione di infrastrutture, quando previste da programmazione concertata tra il Comune interessato e la Provincia e nel rispetto di piccole e controllate edificazioni destinate alla fruizione ove non meglio specificato nelle singole disposizioni di cui ai Titoli I, II, III”*.

L'analisi della Tavola No. 2 (Figura 8.2) mostra che **l'area di pertinenza della Centrale Lamarmora interessa una componente del paesaggio urbano (“altre aree edificate”)**.

La Figura 8.2 mostra inoltre che in prossimità dell'impianto sono localizzati:

- due componenti identificative, percettive e valorizzative del paesaggio (“itinerario di fruizione paesistica”, confinante ad Ovest con l'impianto, al di là del quale, sempre ad Ovest, è situato un “ambito di elevato valore percettivo, connotato dalla presenza di fattori fisico-ambientali e/o storico-culturali che ne determinano la qualità d'insieme”);
- due componenti del paesaggio storico culturale (“villa, casa” e un tratto di “rete stradale storica secondaria”, situate rispettivamente a Sud Est e ad Est dell'impianto);
- una componente del paesaggio urbano (“centri e nuclei storici”, situati a Sud Est dell'impianto).

Per tali ambiti il Piano, come rilevato all'Articolo 90 delle NTA, detta disposizioni di tutela all'Allegato 1. Si anticipa che, in base a quanto rilevato dall'Articolo 84 delle NTA (Il Piano Paesistico Comunale), i Comuni, nell'ambito della predisposizione dello studio paesistico di dettaglio alla scala comunale, da predisporre in conformità alle NTA del Piano Territoriale Paesistico Regionale (PTPR), dovranno fare riferimento alle componenti delle unità paesistiche evidenziate nell'analisi paesistica del PTCP (Tav. No. 2) e ai loro caratteri identificativi, nonché elementi di criticità e indirizzi di tutela riportati nell'Allegato 1.

Per quanto riguarda, in particolare, l'ambito “altre aree edificate” in cui ricade l'area di pertinenza della Centrale Lamarmora, l'Allegato 1 del PTCP stabilisce i seguenti

indirizzi di tutela per il mantenimento, il recupero e la valorizzazione del ruolo paesistico originario:

- *“il piano comunale analizzerà criticamente i processi evolutivi della morfologia urbana di recente impianto, evidenziando le scelte non compatibili con la tutela delle componenti paesistiche di contesto (es. centri storici, preesistenze sparse e/o ambito agricolo), nonché verificando la coerenza con l’orditura infrastrutturale, con la morfologia e la tipologia delle strutture edilizie esistenti, con le direttrici naturali;*
- *il piano comunale definirà altresì, per le aree impegnate, le condizioni minime di riferimento per eventuali studi paesistici di dettaglio a supporto dei piani attuativi, finalizzate alla ricomposizione di un disegno delle espansioni urbane il più possibile coerente con le configurazioni geomorfologiche, fisico-ambientali, e storico insediative;*
- *emerge la necessità di una revisione dei criteri progettuali interessanti le aree periurbane, al fine della ricerca di una leggibile linea di demarcazione tra gli spazi prevalentemente urbani e l’ambito agricolo contiguo”.*

Per quanto riguarda l’**elettrodotta** di connessione alla stazione Flero si evidenzia che il tracciato viene a interessare (si veda la Figura 8.2):

- una componente del paesaggio urbano (“**altre aree edificate**”), per un tratto pari a circa 200 m, situato tra l’area di pertinenza della Centrale e la Tangenziale Sud e per un tratto di circa 200 m in corrispondenza del tratto stradale di Via Flero che attraversa Villaggio Sereno;
- una componente identificativa, percettiva e valorizzativa del paesaggio (“**itinerario di fruizione paesistica**”) in corrispondenza del percorso stradale lungo Via Codignole e, per un tratto, lungo Via Flero;
- due componenti del paesaggio agrario e dell’antropizzazione colturale (“**aree agricole di valenza paesistica**”, che costeggiano da entrambi i lati il percorso stradale lungo Via Codignole e Via Flero e “**seminativi e prati in rotazione**”, per un tratto di circa 250 m in prossimità del tratto di strada che congiunge Via Codignole con Via Flero);
- una componente del paesaggio storico culturale (“**rete stradale storica secondaria**”), per un tratto di circa 1 km, in corrispondenza del percorso stradale lungo Via delle Case Sparse.

Per quanto riguarda il **metanodotto** di allacciamento al metanodotto SNAM in progetto “Potenziamento Carpendolo-Nave” si evidenzia che il tracciato viene a interessare (si veda la Figura 8.2):

- una componente del paesaggio urbano (“**altre aree edificate**”) per un tratto pari a circa 150 m;
- una componente identificativa, percettiva e valorizzativa del paesaggio (“**itinerario di fruizione paesistica**”, in corrispondenza della Strada Comunale Codignole, che viene attraversata dal tracciato);
- due componenti del paesaggio agrario e dell’antropizzazione colturale (“**aree agricole di valenza paesistica**”, che costeggiano da entrambi i lati il percorso stradale lungo la Strada Comunale Codignole e “**seminativi e prati in rotazione**”, per un tratto di circa 1.5 km);
- una componente del paesaggio fisico e naturale (“**fascia dei fontanili e delle ex-lame**”), per un tratto di circa 1.3 km.

Per quanto riguarda la componente “itinerari di fruizione paesistica” l’Allegato 1 del PTCP stabilisce i seguenti indirizzi di tutela per il mantenimento, il recupero e la valorizzazione del ruolo paesistico originario:

- *“manutenzione delle mulattiere, dei sentieri ed in genere dei percorsi di cui sopra e installazione di segnaletica di valorizzazione;*
- *evitare la soluzione di continuità dei percorsi sopra citati a causa dell’interferenza con la nuova viabilità;*
- *eventuali opere di sostegno di sentieri e mulattiere dovranno essere realizzate con terrapieni e materiali lapidei e/o lignei;*
- *il tracciato esistente dovrà essere recuperato e conservato nella sua integrità;*
- *tutela e recupero di tracciati, manufatti, verde ed arredi della viabilità, che abbiano conservato in tutto o in parte i caratteri originari;*
- *lungo i percorsi è da evitare la compromissione visuale e la riduzione della percezione paesistica dei punti privilegiati di osservazione;*
- *tutela delle direttrici visive di maggiore sensibilità in relazione alla valorizzazione del paesaggio antropizzato (contesti urbani, emergenze monumentali, caratteri agrari diffusi) o naturalistico (l’orizzonte alpino e prealpino, i crinali, le morene, i laghi, i boschi) e dei singoli elementi fruibili dal percorso;*
- *predisposizione di fasce di rispetto a protezione visiva della viabilità di interesse paesaggistico;*

- *utilizzazione di tali aree condizionata dal mantenimento di un assetto di “decoro” paesistico;*
- *evitare la realizzazione di nuovi tracciati e varianti di tracciati preesistenti che implicino la sostanziale modifica delle direttrici storiche, la formazione di manufatti, attrezzature e arredi nonché la trasformazione di contesti ambientali consolidati;*
- *vietare la collocazione della cartellonistica pubblicitaria e prevedere la progressiva eliminazione di quella esistente.”*

Per quanto riguarda la componente “aree agricole di valenza paesistica”, l’Allegato 1 del PTCP stabilisce, per gli interventi infrastrutturali a rete (esistenti e di nuovo impianto), i seguenti indirizzi di tutela:

- *“sono ammessi interventi di adeguamento e trasformazione di infrastrutture a rete o puntuali esistenti, o interventi ex-novo quando siano già compresi in strumenti di programmazione o pianificazione già approvati ai relativi livelli istituzionali, in via definitiva e comunque dotati di studi tesi a verificarne il reale impatto ambientale e paesistico;*
- *adattamenti e rettifiche alle infrastrutture di cui al comma precedente sono consentiti a condizione di operare il recupero ambientale della fascia di territorio interessata, e di usare materiali, tecnologie e tipologie dei manufatti, conformi a quelli caratteristici dei luoghi e alle indicazioni discendenti dai Piani Paesistici Comunali;*
- *a queste stesse condizioni sono ammessi interventi ex-novo relativi ad infrastrutture dl interesse comunale come acquedotti, raccordi viari, di servizio poderale, di accesso ai nuclei frazionali esistenti, di difesa dei suolo, e di regimazione;*
- *per quanto riguarda interventi ex-novo limitati esclusivamente a posti di ristoro percorsi e spazi di sosta e simili, presidi per il controllo e il monitoraggio dei valori ambientali, agricoli e scientifici, andranno svolte e documentate specifiche ricerche mirate all’accertamento che essi non riguardino anche parzialmente, areali, connotati da forti valenze abiotiche o biocenotiche;*
- *interventi infrastrutturali a rete (energetici, viari, impianti di risalita, ecc) non classificabili nei commi precedenti, dovranno preventivamente essere oggetto di concertazione con la Provincia attraverso una valutazione dell’Impatto Ambientale dei medesimi;*

- *l'installazione di elettrodotti e di ripetitori radiotelevisivi dovrà rispondere a criteri di compatibilità paesistica, senza alterare la morfologia dei luoghi e lo sky-line dei rilievi; particolare attenzione nella posa dei sostegni degli elettrodotti e alla localizzazione delle antenne e dei ripetitori di grandi dimensioni”.*

Per quanto riguarda la componente “seminativi e prati in rotazione”, l'Allegato 1 del PTCP stabilisce che, nell'ambito degli interventi infrastrutturali a rete (esistenti e di nuovo impianto):

- *“sono ammessi interventi di adeguamento e trasformazione di infrastrutture a rete o puntuali esistenti, o interventi ex-novo quando siano già compresi in strumenti di programmazione o pianificazione già approvati ai relativi livelli istituzionali in via definitiva;*
- *adattamenti e rettifiche alle infrastrutture di cui al comma precedente sono consentiti a condizione di operare il recupero ambientale della fascia di territorio interessata, e di usare materiali, tecnologie e tipologie dei manufatti, conformi alle prescrizioni specifiche che verranno emanate nei Piani paesistici Comunali. A queste stesse condizioni sono ammessi interventi ex-novo relativi ad infrastrutture di interesse comunale, come acquedotti, brevi raccordi viari, di difesa del suolo, ecc;*
- *interventi infrastrutturali a rete (energetici, viari, ecc) non classificabili nei commi precedenti, dovranno preventivamente essere oggetto di concertazione con la Provincia attraverso una valutazione dell'Impatto Ambientale dei medesimi”.*

Per quanto concerne la componente “fascia dei fontanili e delle ex-lame”, l'Allegato 1 del PTCP stabilisce, nell'ambito degli interventi infrastrutturali a rete (esistenti e di nuovo impianto), i medesimi indirizzi di tutela sopra elencati.

Per quanto riguarda, infine, la componente “rete stradale storica secondaria”, l'Allegato 1 del PTCP stabilisce, per gli interventi infrastrutturali a rete (esistenti e di nuovo impianto), i seguenti indirizzi di tutela:

- *“per gli elementi lineari delle infrastrutture viarie e per quelli areali delle fasce di rispetto, sono ammessi interventi di adeguamento e trasformazione di infrastrutture a rete o puntuali esistenti, o interventi ex-novo quando siano già compresi in strumenti di programmazione o pianificazione già approvati ai relativi livelli istituzionali, in via definitiva e comunque dotati di studi tesi a verificarne il reale impatto ambientale e paesistico;*

- *adattamenti e rettifiche alle infrastrutture di cui al comma precedente sono consentiti a condizione di operare il recupero ambientale della fascia di territorio di rispetto interessata, e di usare materiali, tecnologie e tipologie dei manufatti, conformi ai caratteri tradizionali e che comunque non costituiscano intralcio alla percezione dei fondali visivi e/o elemento di saldatura di soluzioni di continuità fra fasce urbanizzate;*
- *a queste stesse condizioni sono ammessi interventi ex-novo relativi a parcheggi a raso o interrati, stazioni di servizio o infrastrutture di interesse comunale come acquedotti, raccordi viari, di servizio poderale, di accesso ai nuclei frazionali esistenti, di difesa dei suoli, e di regimazione”.*

Con riferimento al sistema ambientale, il PTCP recepisce le disposizioni delle leggi vigenti in materia ed i piani di settore vigenti, circa la valenza ambientale degli elementi facenti parte del sistema, in relazione all'attuale stato dell'ambiente. In quest'ottica gli obiettivi del Piano sono:

- la salvaguardia dei grandi elementi abiotici e biotici;
- la fruizione sostenibile di tali elementi;
- la diminuzione dell'inquinamento globale;
- la diminuzione dello stato di rischio, anche sanitario, delle singole persone e dei beni;
- la riqualificazione della biodiversità attraverso il recupero delle specie locali in rarefazione o estinte in epoche storiche;
- la salvaguardia delle specie endemiche;
- il riequilibrio dell'assetto ecosistemico attraverso l'ottimizzazione del ciclo del carbonio (e quindi della distribuzione delle biomasse) e delle capacità di autodepurazione.

Nell'ambito specifico della tutela dell'ambiente idrico le Norme Tecniche di Attuazione stabiliscono che la Provincia nelle azioni di propria competenza persegue l'obiettivo di “*salvaguardare il deflusso minimo vitale nei corpi idrici superficiali come definito dalla normativa vigente*” (NTA, Parte II, Titolo I, Capo II, Art. 40).

Per quanto concerne le zone ad alta vulnerabilità della falda, identificate nella Tavola No. 3 del Piano, di cui è riportato uno stralcio relativo all'area d'interesse in Figura 6.1, obiettivo del PTCP è “*evitare le possibili contaminazioni della falda anche superficiali da inquinamenti derivati da impianti ed attività urbane*”. Vengono inoltre stabilite dal Piano le seguenti prescrizioni (NTA, Parte II, Titolo I, Capo II, Art. 43):

- nella realizzazione di infrastrutture stradali, zone industriali e superfici pavimentate in genere, dovrà essere assicurata la raccolta e la depurazione delle acque di prima pioggia;
- le fognature miste e nere dovranno essere realizzate con tecnologie atte ad evitare possibili perdite e l'impermeabilizzazione di superfici carrabili può avvenire in deroga al principio della permeabilità;
- si propone alla pianificazione regionale di settore la classificazione della zona come area sensibile ai sensi del D.Lgs. No.152/99.

Nell'ambito della tutela dell'ambiente atmosferico, con riferimento alle emissioni in atmosfera da impianti di produzione d'energia, il PTCP assume i seguenti indirizzi (NTA, Parte II, Titolo I, Capo III, Art. 52):

- Studio Energetico Provinciale;
- progetti di impianti che utilizzano la migliore tecnologia disponibile in funzione del combustibile utilizzato;
- progetti di impianti che utilizzano la migliore tecnologia disponibile di abbattimento delle emissioni, oppure una tecnologia di combustione che consegua gli stessi limiti di emissione qualora la potenza installata sia superiore ai 1,400 MWt o che prevedano emissioni di NO_x superiori ai 240 kg/h.

Per quanto concerne le emissioni da impianti termici il PTCP promuove l'efficienza energetica negli edifici, il rendimento e la sicurezza degli impianti.

In relazione alla difesa del suolo il PTCP stabilisce i seguenti indirizzi (NTA, Parte II, Titolo I, Capo IV, Art. 55):

- limitare la compromissione diminuendone il consumo irreversibile;
- ripristinare in parte le funzioni biologiche naturali compromesse dall'agricoltura intensiva;
- diminuire le condizioni di inquinamento complessivo.

Il PTCP orienta lo sviluppo edilizio al contenimento del consumo di nuovi suoli e a principi di compattezza, nel rispetto dei fabbisogni e delle caratteristiche paesistiche dei singoli Comuni con il riutilizzo in via preferenziale dei suoli già compromessi e già forniti di opere di urbanizzazione.

A tal proposito si evidenzia che gli interventi di ristrutturazione della Centrale Lamarmora oggetto del presente studio interesseranno una parte dell'area di

pertinenza della stessa, e troveranno posto all'interno dell'attuale area di proprietà ASM, pertanto le indicazioni sopra riassunte non risultano in contrasto con il progetto in esame.

La Tavola No. 3 (Figura 6.1) è stata esaminata nell'ambito della valutazione delle relazioni tra il progetto in esame e la Pianificazione di Bacino; per le considerazioni emerse da tale analisi si veda il Paragrafo 6.3. Si sottolinea che l'area di pertinenza della Centrale e le aree ad essa adiacenti, che ricadono totalmente in aree a vulnerabilità alta e molto alta della falda, sono interessate dalla presenza di alcuni pozzi (precisamente uno ricade all'interno del perimetro della Centrale e due, situati ad Est, sono confinanti). Essi sono classificati tra le "zone a prevalente non trasformabilità a scopo edilizio", definite in precedenza.

8.3 PIANO REGOLATORE GENERALE DELLA CITTÀ DI BRESCIA

8.3.1 Contenuti del Piano

Il Piano Regolatore Generale della Città di Brescia è stato approvato con Delibera della Giunta Regione Lombardia No. VII/17074 del 6 Aprile 2004 (pubblicata sul BURL in data 3 Giugno 2004).

Il PRG definisce l'assetto territoriale ed insediativo del territorio comunale, ne stabilisce le norme e ne finalizza gli usi, le trasformazioni e gli sviluppi.

In particolare il PRG fissa:

- l'uso del suolo edificato, edificabile e non, per l'intero territorio comunale;
- la tutela e la valorizzazione dei beni culturali, storici, ambientali e paesistici;
- la caratterizzazione quantitativa e funzionale delle aree destinate alla residenza, all'industria, al commercio, alle attività culturali e ricreative;
- la quantificazione e la localizzazione delle attrezzature pubbliche;
- il tracciato e le caratteristiche tecniche della rete infrastrutturale per le comunicazioni ed i trasporti pubblici e privati.

Il PRG di Brescia è costituito da:

- relazione tecnica;
- tavola di azionamento in scala 1:2,000;

- tavole dei vincoli;
- norme tecniche di attuazione.

Nell'ambito del Piano Regolatore Generale sono inoltre stati approvati i seguenti documenti:

- la relazione illustrativa del Piano Generale dei Servizi 2002 – 2004;
- il Piano Energetico Comunale 2002 – 2004.

8.3.2 Indicazioni del Piano per l'Area di Interesse

In Figura 8.3 sono riportate le indicazioni del Piano Regolatore per l'area di interesse; l'analisi di tale Figura mostra che **la Centrale insiste su un'area per servizi tecnologici (zona F)**.

In relazione a tali aree e con riferimento al progetto in esame l'Articolo 92 delle Norme di Attuazione del PRG stabilisce quanto segue:

- *“per i servizi tecnologici esistenti, sono sempre ammessi incrementi della superficie coperta entro la soglia del 15% rispetto a quella in essere al momento dell'approvazione del Piano o, comunque, di 500 m² di superficie coperta;*
- *all'interno dei lotti privati dovrà essere rispettata la percentuale di verde permeabile di compensazione non inferiore al 15% di S_e. In ogni caso gli interventi dovranno assicurare il minore impatto ambientale possibile;*
- *sia i nuovi interventi sia gli ampliamenti debbono essere preceduti da una valutazione, da parte della Giunta Comunale, della compatibilità con le prestazioni del sistema e con l'ambiente circostante, anche considerando le possibili alternative;*
- *gli interventi debbono essere accompagnati da correlate ed adeguate opere di mitigazione ambientale.”*

Per quanto riguarda le opere connesse, l'analisi della Figura 8.3 evidenzia che il tracciato dell'**elettrodotta** interessa le seguenti zone omogenee:

- aree per servizi tecnologici (zona F);
- filtro a compensazione ambientale (zona F);

- aree agricole di pianura (zona E);
- ambiti e pianura di rilevante interesse paesistico o ambientale (zona E);
- città residenziale a densità media (zona B);
- città della mescolanza funzionale a densità media (zona B);
- attrezzature di interesse generale (zona F);

mentre il tracciato del **metanodotto** interessa le seguenti zone omogenee:

- filtro a compensazione ambientale (zona F);
- ambiti e pianura di rilevante interesse paesistico o ambientale (zona E);
- aree agricole di pianura (zona E).

Per quanto concerne le aree classificate come “Filtro a Compensazione Ambientale” (Zona F2V3) l’Articolo 95 delle Norme di Attuazione del PRG stabilisce che “*per le aree per cui non si dispone il vincolo preordinato all'esproprio valgono le previsioni di edificabilità di cui alla zona E1V2, con l'avvertenza che tale edificazione può avere luogo unicamente in zona E1V2. (...) Sono consentiti gli interventi di cui all'art. 19 comma 1 lettera e.4 (installazione di torri e tralicci per impianti radio-ricetrasmittenti e di ripetitori per i servizi di telecomunicazione).*”

Nelle zone E1V2 (“Aree Agricole di Pianura”, Art. 87), in particolare, non sono consentite nuove edificazioni se non:

- annessi agricoli necessari alla conduzione dei fondi (lettera A));
- edifici per la residenza al servizio dell'azienda agricola (lettera B)).

L’art. 87 stabilisce inoltre che “*la permeabilità del terreno può essere modificata solo per quanto strettamente necessario per garantire gli accessi agli edifici (nel qual caso il sottofondo sarà di tipo semi permeabile), i parcheggi, le eventuali piscine pertinenziali di piccole dimensioni, con il rispetto delle esigenze di ordine ambientale; in tali casi si dovrà produrre un progetto riferito a tutto il lotto che riduca al minimo le impermeabilità, drenando nel sottosuolo le acque meteoriche. Non sono consentite modificazioni dell'assetto morfologico del suolo*”.

In tale zone debbono infine essere rispettate le prescrizioni del sub sistema V2 (“Ambito di Pianura Prevalentemente Coltivato”). In tale sub-sistema, in base a quanto riportato all’art. 52 delle Norme di Attuazione del PRG, è previsto “*il mantenimento e il ripristino dei canali principali di deflusso delle acque, del reticolo idrografico minore e dei sistemi di drenaggio dei campi; è vietato il ricorso a sistemi*

di drenaggio profondo; tutti i corsi d'acqua principali e del reticolo minore devono essere mantenuti (o ripristinati) con fondo naturale al fine di favorire il processo di ricarica degli acquiferi conseguenti. Si prevede altresì il mantenimento e il ripristino delle presenze vegetazionali significative, soprattutto a carattere lineare lungo strade e fossi costituite da essenze arboree ed arbustive autoctone e/o naturalizzate. Il sub sistema è caratterizzato dagli usi principali "spazi scoperti" (P,V) e "Attività agricola" (A). Nel sistema sono altresì previsti "Servizi e attrezzature" (S), "Attività terziarie" (T) (con esclusione di Tc -medie e grandi strutture di vendita), e "Residenze" (R). Sono escluse le "Attività industriali e artigianali" (I) e i distributori di carburante (Td)".

Per quanto concerne gli "Ambiti e Pianura di Rilevante Interesse Paesistico o Ambientale" (Zona E2V2), essi comprendono le zone di pianura di particolare pregio paesistico e ambientale, con presenza diffusa di cascinali. L'Articolo 88 delle Norme di Attuazione del PRG stabilisce che in tali zone "non sono ammesse nuove costruzioni né serre. Ai fondi è attribuita la medesima edificabilità prevista per la zona E1V2; tali diritti edificatori peraltro possono essere esercitati esclusivamente su fondi inclusi nella zona E1 V2 e con le medesime modalità previste dalla norma della stessa zona. (...) Sono consentiti gli interventi di cui all'art. 19 comma 1 lettere e.4, peraltro in modo il meno invasivo possibile ed in posizioni tali da non determinare alcun rischio di inquinamento elettromagnetico. Debbono essere rispettate le prescrizioni del sub sistema V2 (Art. 52, "Ambito di pianura prevalentemente coltivato")".

Si evidenzia inoltre che sia il tracciato dell'**elettrodotto** che quello del **metanodotto** interessano, per quanto riguarda il "progetto di suolo" del PRG:

- i seguenti elementi semplici:
 - percorso pedonale o ciclabile (sia l'elettrodotto che il metanodotto; quest'ultimo solo in corrispondenza degli attraversamenti stradali) (Art. 112),
 - arbusteti e cespuglieti (elettrodotto e metanodotto) (Art.114),
 - massa boscata (solo il metanodotto) (Art. 115);
- i seguenti elementi complessi:
 - parchi e giardini (Vg) (sia l'elettrodotto che il metanodotto) (Art. 119).

In base all'Art 112 "I percorsi pedonali e ciclabili devono rispettare le prescrizioni del Codice della Strada, del Regolamento viario e del Piano delle piste ciclabili".

In base all'Art. 114 "Per arbusteto (o cespuglieto) si intende un impianto areale costituito da specie arbustive.

Prestazioni richieste: coerente rapporto col contesto; consolidamento e protezione del suolo;mitigazione e compensazione.

(...) Per la mitigazione e la compensazione degli inquinanti aerei è previsto il ricorso all'impianto di arbusteti-cespuglieti in situazioni particolari: ad esempio per i limiti imposti all'impiego di alberature (es.: la fascia che non può essere impiantata con alberature a lato di autostrada e tangenziale); a fronte di particolari esigenze di visibilità (es.: in alcuni tipi di intersezioni stradali); in condizioni di forte pendenza e scarsità di suolo vegetale (in presenza o meno di fenomeni erosivi)".

In base all'Art 115 "Per massa boscata si intende un impianto areale misto costituente la componente minima del bosco.

Prestazioni richieste: coerente rapporto col contesto e le funzioni previste; consolidamento e protezione del suolo; mitigazione e compensazione; produzione lignea".

Criteri d'impianto:

a) A garanzia di un corretto inserimento paesistico la scelta delle specie utilizzabili deve: articolarsi in base alla collocazione (planiziale o collinare-montana), ed alle condizioni ecologiche della zona d'impianto. In prima istanza si possono così distinguere: formazioni miste di pianura; formazioni miste perialveali-ripariali; formazioni miste di collina-montagna, nelle due articolazioni: per substrati freschi e per substrati aridi. E' prevista esclusivamente la realizzazione di formazioni boschive miste;

b) Sono definite tre configurazioni di densità, legate al grado di copertura dello strato arboreo: la formazione chiusa (grado di copertura dello strato arboreo pari all'80%); la formazione aperta (grado di copertura dello strato arboreo pari al 40-60%) e la formazione di barriera vegetale (grado di copertura dello strato arboreo pari al 100%). La formazione chiusa ha caratteri di forte naturalità e consente il recupero dell'equilibrio biologico dell'ecosistema; per questo non può essere fruita liberamente. I percorsi interni devono essere limitati e possono essere accompagnati dalla realizzazione di poche aree di sosta. La formazione aperta è adatta alla creazione di parchi pubblici. La fruibilità spazia dai percorsi, alle aree di sosta-radura. E' possibile prevedere la collocazione di attrezzature per la sosta e il gioco dei bambini. Campi gioco e impianti sportivi, sono prevedibili nei boschi di pianura, vanno concentrati in un'unica zona evitando la distribuzione "a macchia di leopardo".

La barriera vegetale è distinta in:

a- Barriere antipolvere ed antirumore: fasce boscate di spessore minimo pari a 18 m ed ottimale uguale o maggiore a 30 m, composte da specie arboree ed arbustive selezionate in considerazione del portamento e delle caratteristiche dell'apparato fogliare. In caso di spessori inferiori ai 18 m si dovrà prevedere l'integrazione della barriera vegetazionale con elementi fonoassorbenti artificiali. Una quota parte delle specie utilizzate (30% circa) dovrà essere a foglie persistenti allo scopo di garantire

la continuità della funzione anche nei mesi invernali. Gli esemplari arborei ed arbustivi sono organizzati, in relazione alla grandezza, secondo due disposizioni tipo: “crescente” e “crescente/decrescente”. La barriera può essere piana o rialzata (quella rialzata aggiungendo alla massa arborea un terrapieno alto 2-3 m, consente un effetto più efficace); il ricorso ad un tipo piuttosto che all'altro è dovuto a ragioni funzionali e/o di costo.

b- Barriere di compensazione all'inquinamento: fasce boscate arboreo-arbustive di spessore minimo pari a 12 m e densità d'impianto elevata (100%) in ordine all'esigenza di massimizzare la biomassa disponibile. Densità d'impianto variabili sono ammesse in caso di impiego come aree attrezzate (polifunzionalità)”.

In base all'Art. 119 “*Per parco e giardino si intende un complesso unitario sistemato con prati, alberature, siepi, percorsi ciclo-pedonali e percorsi pedonali e relativi parcheggi.*

Criteri generali di progettazione: il rapporto con il contesto, la coerenza dell'articolazione funzionale, la visibilità degli accessi e la loro corretta ubicazione, la coerenza dell'impianto vegetazionale”.

Si sottolinea infine che entrambi i collegamenti (elettrdotto e metanodotto) attraversano l'Autostrada A4 Milano-Venezia e la Tangenziale Sud di Brescia.

Nelle Figure 8.4 ed 8.5 sono riportate, rispettivamente, un'interpretazione sintetica del PRG e una sintesi dei vincoli per l'area interessata dai tracciati dei collegamenti a progetto.

Come si può osservare in Figura 8.5 i tracciati dei collegamenti interessano, per alcuni tratti del percorso, alcune fasce di rispetto dei corsi d'acqua. Per quanto riguarda inoltre, l'elettrdotto in cavo, esso viene ad interessare, nella parte iniziale, una zona di salvaguardia dei pozzi. Si può comunque affermare che le attività svolte non creeranno sostanzialmente alcuna interferenza significativa con gli elementi sottoposti a vincolo.

8.4 LEGGE REGIONALE NO. 12 DEL 11 MARZO 2005

Con l'entrata in vigore della LR No. 12 del 11 Marzo 2005 vengono abrogate molte leggi regionali in materia urbanistica ed edilizia (Legge No. 51/75, Legge No. 22/99, Legge No. 15/96, Legge No. 23/97, etc.) e viene anche disapplicata una parte consistente del Testo unico dell'edilizia (DPR No. 308/2001) anche se ne rimarranno in vigore le norme sanzionatorie.

Una conseguenza immediata della legge riguarda il fatto che, fino all'adeguamento degli strumenti urbanistici vigenti alla nuova disciplina (Piano del Governo del

Territorio (PGT), Documento di Piano, Piano di Servizi, Piano delle Regole), i Comuni potranno approvare soltanto varianti che rientrano nella Legge 23/97 (che rimane in vigore, limitatamente a ciò, per il periodo transitorio) e dare corso ai programmi integrati di intervento.

Una modifica molto importante introdotta dalla nuova legge è che i piani attuativi (conformi, non quelli di variante) diventano competenza della Giunta Comunale.

Gli obiettivi della legge regionale No. 12/2005 sono i seguenti:

- definizione di indirizzi di pianificazione atti a garantire processi di sviluppo sostenibili;
- verifica di compatibilità dei piani territoriali di coordinamento provinciali e dei piani di governo del territorio con la pianificazione territoriale regionale;
- diffusione della cultura della sostenibilità ambientale con il sostegno agli enti locali e a quelli preposti alla ricerca e alla formazione per l'introduzione di forme di contabilità delle risorse;
- attività di pianificazione territoriale regionale.

La legge è divisa in due parti:

- una parte dedicata alla pianificazione;
- una parte dedicata alla gestione del territorio.

Nella prima parte della legge vengono definiti e disciplinati i nuovi strumenti del governo del territorio, ossia il Piano di Governo del Territorio (PGT), approvato dal Comune, con validità quinquennale, che andrà a sostituire l'attuale PRG; il Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP) ed il Piano Territoriale Regionale (PTR). Il PTCP avrà un compito di "indirizzo" per le trasformazioni territoriali "sovracomunali".

Nella seconda parte della legge, più propriamente dedicata alla gestione del territorio, vengono definite la disciplina degli interventi sul territorio e le norme in materia di prevenzione dei rischi geologici, idrogeologici e sismici ed in materia di beni paesaggistici.

8.5 RELAZIONE TRA L'IMPIANTO E GLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE TERRITORIALE

L'intervento di ristrutturazione della Centrale Lamarmora mediante installazione di un nuovo gruppo di cogenerazione con ciclo combinato gas-vapore interesserà una

parte dell'area di pertinenza della Centrale e troverà posto all'interno dell'attuale area di proprietà ASM, classificata dal PRG come "area per servizi tecnologici".

Relativamente ai tracciati dei collegamenti previsti (elettrdotto di allacciamento alla stazione elettrica Flero e metanodotto di allacciamento al metanodotto in progetto "Potenziamento Carpendolo-Nave") si evidenzia che, essendo entrambi i collegamenti interrati, non si prevedono interferenze con le destinazioni d'uso del territorio così come previste dal PRG, anche considerando che, una volta terminate le attività di costruzione, si procederà al ripristino delle aree in modo tale da riportare la zona interessata dai lavori allo stato originario.

Per quanto riguarda in particolare l'elettrdotto si sottolinea che la quasi totalità del tracciato si affianca alle infrastrutture già presenti sul territorio, evitando, per quanto possibile, l'attraversamento diretto di lotti agricoli.

Si evidenzia pertanto la piena coerenza tra il progetto di ristrutturazione della Centrale Lamarmora e gli strumenti della pianificazione territoriale.

9 SINTESI DELLE RELAZIONI TRA IL PROGETTO LE NORME E GLI STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE

In questo capitolo vengono sinteticamente riportate le considerazioni emergenti dalle analisi condotte nei precedenti capitoli in relazione alla compatibilità tra il progetto di ristrutturazione della Centrale Lamarmora e le norme e gli strumenti di pianificazione.

9.1 NORME E STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE NEL SETTORE ENERGIA E SVILUPPO SOSTENIBILE

Il progetto di ristrutturazione della Centrale Lamarmora è coerente con tutte le più recenti strategie comunitarie, nazionali e locali in tema di energia e con il concetto di sviluppo sostenibile della città ed è altresì esplicitamente previsto dagli strumenti di pianificazione energetica locale.

Infatti l'analisi condotta ha evidenziato che:

- con riferimento alle linee guida della politica energetica a livello comunitario e nazionale il progetto in esame contribuisce a:
 - diffusione del teleriscaldamento,
 - prevenzione del riscaldamento globale in linea con quanto previsto dal Protocollo di Kyoto;
- per quanto riguarda il bilancio energetico e ambientale della Città di Brescia l'installazione di un nuovo gruppo di cogenerazione a ciclo combinato comporterà un aumento della produzione di energia elettrica e di calore nell'ambito comunale.

9.2 STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE DEI TRASPORTI

La realizzazione del progetto di ristrutturazione della Centrale Lamarmora non determina alcuna modifica all'assetto infrastrutturale esistente in quanto gli interventi in oggetto interesseranno una parte dell'area di pertinenza della Centrale. Si può prevedere solo un modesto incremento di traffico sulla rete stradale, limitatamente alla fase di cantiere, a causa del trasporto materiali e personale.

Gli interventi di adeguamento previsti e già approvati per la Tangenziale Sud di Brescia, nelle immediate vicinanze della quale è localizzato l'impianto, garantiranno il miglioramento della viabilità dell'area e permetteranno maggiore fluidità degli

spostamenti con effetti positivi anche nei confronti dei traffici in ingresso ed in uscita dall'impianto.

Non sono dunque evidenziabili rilevanti elementi di interferenza tra il progetto e le indicazioni della Pianificazione dei Trasporti.

9.3 NORME E STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE NEL SETTORE RIFIUTI

Non sono evidenziabili elementi di contrasto tra le indicazioni fornite dalle norme e dagli strumenti di pianificazione relativi al settore rifiuti ed il progetto di ristrutturazione della CTEC Lamarmora.

I rifiuti prodotti dalla Centrale continueranno ad essere, come già avviene, gestiti e smaltiti in accordo a quanto previsto dalle norme in materia; ove possibile si procederà alla raccolta differenziata e al recupero, in linea con le indicazioni del Piano Provinciale dei Rifiuti.

9.4 NORME E STRUMENTI PER LA SALVAGUARDIA E IL RISANAMENTO AMBIENTALE

Per quanto riguarda le possibili relazioni con gli strumenti per la gestione ed il risanamento delle aree contaminate non sono evidenziabili possibili elementi di contrasto tra il progetto e gli strumenti per la gestione ed il risanamento del Sito di Interesse Nazionale "Brescia – Caffaro".

Per quanto riguarda la tutela delle risorse idriche, si evidenzia che il processo di cogenerazione, oltre a conseguire un notevole risparmio energetico, evita l'impatto termico generato dallo scarico dell'acqua di raffreddamento in corpo idrico in quanto utilizza, come pozzo di raffreddamento, l'acqua della rete del teleriscaldamento.

Dall'analisi dei contenuti del Piano Regionale di Risanamento delle Acque e del Programma di Tutela e Uso delle Acque, descritti rispettivamente nei paragrafi 5.2.2 e 5.2.3, non emergono elementi di contrasto fra essi ed il progetto di ristrutturazione della Centrale Lamarmora.

Per quanto riguarda gli le possibili interferenze con gli strumenti per la tutela e il risanamento dell'atmosfera, si evidenzia che, in base alla zonizzazione del territorio regionale attuato con la Delibera VII/6501, l'impianto in esame ricade in una zona critica; in tali aree con riferimento alle turbine a gas, impianti nuovi, la delibera ha stabilito i seguenti limiti di emissione (riferiti ai gas secchi in condizioni normali e ad una percentuale del 15% di ossigeno libero nei fumi):

- $\text{NO}_x + \text{NH}_3$ (espressi come NO_2) 30 mg/Nm^3

- CO 50 mg/Nm³

Per quanto riguarda, inoltre, gli impianti di cogenerazione dimensionati per reti di teleriscaldamento, possono essere accettate turbine con limiti di emissione più elevati purchè il fattore di emissione degli NO_x sia < 280 mg/kWt di prodotto.

Si noti che, per quanto riguarda gli impianti esistenti, la delibera stabilisce un adeguamento ai limiti di emissione degli impianti nuovi entro il 31 Dicembre 2008.

Come indicato più in dettaglio nei Quadri di Riferimento Progettuale e Ambientale del SIA, l'impianto garantisce il rispetto dei limiti di emissione sopra riportati.

In conclusione il progetto in esame non risulta essere in contrasto con le indicazioni derivanti dalle norme e dagli strumenti per la tutela della qualità dell'aria.

9.5 PIANI DI BACINO AI SENSI DELLA LEGGE 183/1989

L'area di pertinenza della Centrale Lamarmora, sede dell'intervento in oggetto, così come l'area interessata dai tracciati dell'elettrodotto di connessione alla stazione esistente Flero e del metanodotto di allacciamento al metanodotto in progetto "Potenziamento Carpendolo-Nave", non ricadono in alcuna delle aree perimetrate e soggette a tutela da parte del PAI; pertanto non esistono elementi di interferenza fra il progetto di ristrutturazione dell'impianto e le indicazioni contenute nel suddetto Piano.

Con riferimento al PS267, l'area di pertinenza dell'impianto e l'area interessata dai tracciati dei collegamenti a progetto ricadono invece in aree a vulnerabilità alta e molto alta della falda, come gran parte del territorio circostante.

Il progetto di ristrutturazione della Centrale Lamarmora non presenta elementi di contrasto con gli indirizzi di salvaguardia espressi dal PS267; infatti, come già sottolineato nei precedenti paragrafi, la realizzazione del nuovo gruppo a ciclo combinato interesserà una parte dell'area di pertinenza della Centrale esistente, che è stata progettata e realizzata adottando tutti i più opportuni accorgimenti finalizzati ad evitare qualsiasi compromissione della risorsa idrica.

9.6 PROTEZIONE DEL PAESAGGIO E AREE VINCOLATE

I pSIC più vicini all'impianto (comunque situati ad una distanza superiore a 10 km) sono i seguenti:

- "Altopiano Cariadeghe" ubicato circa 13 km a Nord – Est dell'impianto;

- **“Sorgente Funtani”** situato circa 27 km a Nord – Est dell’impianto;
- **“Torbiere d’Iseo”** localizzato circa 19 km a Nord – Ovest rispetto all’impianto;
- **“Boschetto della Cascina Campagna”** e **“Bosco dell’Isola”** situati all’interno del Parco Regionale dell’Oglio Nord” e localizzati circa 26 km ad Ovest dell’impianto;
- **“Bosco di Barco”** situato all’interno del Parco Regionale dell’Oglio Nord e localizzato a circa 29 km a Sud Ovest dell’impianto;
- **“Bosco della Marisca”, “Isola Uccellanda”** e **“Lanche di Azzanello”** situati all’interno del Parco Regionale dell’Oglio Nord” e localizzati circa 30 km a Sud Ovest dell’impianto.

Si evidenzia inoltre la presenza di una Zona di Protezione Speciale (ZPS), denominata **“Torbiere d’Iseo”**, la cui perimetrazione coincide con l’omonimo proposto Sito di Interesse Comunitario (pSIC).

Per quanto riguarda i parchi, le zone soggette a protezione più vicine all’impianto sono rappresentate dal **Parco dell’Oglio Nord** e dal **Parco Alto Garda Bresciano** che si trovano rispettivamente ad una distanza minima di circa 24 e 25 km.

Per quanto riguarda i vincoli ex D.Lgs. 42/04, le aree vincolate più vicine all’impianto sono:

- il **Parco di Conifere di Villa Paradiso**, vincolato come bellezza individua ai sensi dell’Articolo No. 136, situato a Sud Est rispetto all’area di pertinenza della Centrale ad una distanza di circa 150 m e dichiarato di notevole interesse pubblico con DM 20 Settembre 1944;
- la **Villa del Labirinto ed il relativo parco**, vincolata come bellezza d’insieme ai sensi dell’articolo No. 136, localizzata circa 1.5 km ad Ovest rispetto all’area di pertinenza della Centrale e dichiarata di notevole interesse pubblico con il DM 25 Marzo 1972;
- il **Fiume Mella e le relative sponde per una fascia di 150 m** (art. 142), situato ad Ovest ad una distanza di circa 3.6 km dall’area di pertinenza della Centrale;
- il **Torrente Garza e le relative sponde per una fascia di 150 m** (art. 142), situato ad Est ad una distanza di circa 2.7 km dall’area di pertinenza della Centrale.

Nelle immediate vicinanze della Centrale si segnala inoltre la presenza di **Villa Vergine e del relativo parco**, che è situato ad Ovest ad una distanza di circa 200 m dalla Centrale ed è sottoposto a vincolo di “tutela delle cose di interesse storico artistico” ex L. No. 1089/1939 (ora art. 10 del D.Lgs. 42/2004) dal 1964 (ASM Brescia, 2000), e la presenza di un’abitazione privata (“**Cascina Rossa**”), vincolata anch’essa ai sensi dell’art. 10 del D.Lgs. 42/2004, situata a Sud Est rispetto all’area di pertinenza della Centrale ad una distanza di circa 700 m.

Gli interventi oggetto del presente studio interesseranno una parte dell’area di pertinenza della Centrale Lamarmora, che non ricade all’interno di alcuna area soggetta a tutela, così come l’area interessata dai tracciati dell’elettrodotto e del metanodotto a progetto. Inoltre, come illustrato in precedenza, le aree di pregio più vicine risultano localizzate a una distanza tale da escludere significative interferenze con le opere a progetto.

9.7 STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE TERRITORIALE

L’intervento di ristrutturazione della Centrale Lamarmora mediante installazione di un nuovo gruppo di cogenerazione con ciclo combinato gas-vapore interesserà una parte dell’area di pertinenza della Centrale e troverà posto all’interno dell’attuale area di proprietà ASM, classificata dal PRG come “area per servizi tecnologici”.

Relativamente al tracciato dell’elettrodotto di allacciamento alla rete di trasmissione nazionale ed al tracciato del metanodotto di allacciamento al metanodotto in progetto “Potenziamento Carpendolo-Nave” si evidenzia che, essendo entrambi i collegamenti interrati, non si prevedono interferenze con le destinazioni d’uso del territorio così come previste dal PRG. Una volta terminate le attività di costruzione, si procederà al ripristino delle aree in modo tale da riportare la zona interessata dai lavori allo stato originario.

Non sono dunque evidenziabili elementi di contrasto tra il progetto e gli strumenti della pianificazione territoriale.

RIFERIMENTI

ASM Brescia S.p.A., 2004, “Progetto di Ristrutturazione della Centrale Lamarmora”.

ASM Brescia S.p.A.-Ufficio Ecologia ed Ambiente, 2000, “Analisi Ambientale del Sito C.le Lamarmora – Analisi Iniziale”.

Autorità di Bacino del Fiume Po, 1999, “Piano Straordinario per le Aree a Rischio Idrogeologico Molto Elevato (PS 267)”, approvato dal Comitato Istituzionale con Deliberazione 26 Ottobre 1999, No. 14.

Autorità di Bacino del Fiume Po, 2001, “Progetto di Piano Stralcio per l’Assetto Idrogeologico (PAI)”, approvato con DPCM 24 Maggio 2001.

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, 2002, Settore Urbanistica, “Piano Energetico Comunale, Bilancio Energetico della Città di Brescia” 26 Agosto 2002.

Comune di Brescia, 2003, Settore Ambiente ed Ecologia, “Proposta Preliminare di Interventi da Porre in Atto in Considerazione del Verbale della Conferenza dei Servizi Decisoria Tenutasi Presso il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio in Data 06 Agosto 2003, Versione 19 Novembre 2003.

Comune di Brescia, 2004a, Piano Regolatore Generale, approvato dalla Giunta della Regione Lombardia con Delibera No. VII/17074 del 6 Aprile 2004, pubblicato sul B.U.R.L. in data 3 Giugno 2004.

ENEA, 1999, “Libro Bianco per la Valorizzazione energetica delle Fonti Rinnovabili”, approvato dal CIPE in data 6 Agosto 1999.

Ministero dei Trasporti e della Navigazione, 2001, “Piano Generale dei Trasporti e della Logistica”.

Regione Lombardia, 1999, “Piano Territoriale Paesistico Regionale”, approvato con Delibera del Consiglio Regionale VII/197 del 6 Marzo 2001.

Regione Lombardia, 2000, “Piano Regionale della Mobilità e dei Trasporti”, approvato con Deliberazione della Giunta Regionale No. 48879 del 1 Marzo 2000.

**RIFERIMENTI
(Continuazione)**

Regione Lombardia, 2002, “Piano Regionale di Risanamento delle Acque” approvato con Delibera del Consiglio Regionale No. VII/402 del 15 Gennaio 2002.

Regione Lombardia, 2003, “Programma Energetico Regionale”, approvato con DGR. No. 12467 del 21 Marzo 2003.

TABELLA 5.1
VALORI LIMITI DI EMISSIONE IN ACQUE SUPERFICIALI E IN FOGNATURA
(TABELLA 3, DECRETO LEGISLATIVO 152/99)

NUMERO PARAMETRO	SOSTANZE	UNITÀ DI MISURA	SCARICO IN ACQUE SUPERFICIALI	SCARICO IN PUBBLICA FOGNATURA (*)
1	pH		5.5-9.5	5.5-9.5
2	Temperatura	°C	(1)	(1)
3	Colore		Non percettibile con diluizione 1:20	Non percettibile con diluizione 1:40
4	Odore		Non deve essere causa di molestie	Non deve essere causa di molestie
5	Materiali grossolani		Assenti	Assenti
6	Solidi sospesi totali (2)	mg/L	≤ 80	≤ 200
7	BOD (come O ₂) (2)	mg/L	≤ 40	≤ 250
8	COD (come O ₂) (2)	mg/L	≤ 160	≤ 500
9	Alluminio	mg/L	≤ 1	≤ 2.0
10	Arsenico	mg/L	≤ 0.5	≤ 0.5
11	Bario	mg/L	≤ 20	-
12	Boro	mg/L	≤ 2	≤ 4
13	Cadmio	mg/L	≤ 0.02	≤ 0.02
14	Cromo totale	mg/L	≤ 2	≤ 4
15	Cromo VI	mg/L	≤ 0.2	≤ 0.20
16	Ferro	mg/L	≤ 2	≤ 4
17	Manganese	mg/L	≤ 2	≤ 4
18	Mercurio	mg/L	≤ 0.005	≤ 0.005
19	Nichel	mg/L	≤ 2	≤ 4
20	Piombo	mg/L	≤ 0.2	≤ 0.3
21	Rame	mg/L	≤ 0.1	≤ 0.4
22	Selenio	mg/L	≤ 0.03	≤ 0.03
23	Stagno	mg/L	≤ 10	
24	Zinco	mg/L	≤ 0.5	≤ 1.0
25	Cianuri totali (come CN)	mg/L	≤ 0.5	≤ 1.0
26	Cloro attivo libero	mg/L	≤ 0.2	≤ 0.3
27	Solfuri (come S)	mg/L	≤ 1	≤ 2
28	Solfiti (come SO ₂)	mg/L	≤ 1	≤ 2
29	Solfati (come SO ₃) (3)	mg/L	≤ 1000	≤ 1000
30	Cloruri (3)	mg/L	≤ 1200	≤ 1200
31	Fluoruri	mg/L	≤ 6	≤ 12
32	Fosforo totale (come P) (2)	mg/L	≤ 10	≤ 10
33	Azoto ammoniacale (come NH ₄) (2)	mg/L	≤ 15	≤ 30
34	Azoto nitroso (come N) (2)	mg/L	≤ 0.6	≤ 0.6
35	Azoto nitrico (come N) (2)	mg/L	≤ 20	≤ 30

TABELLA 5.1
VALORI LIMITI DI EMISSIONE IN ACQUE SUPERFICIALI E IN FOGNATURA
(TABELLA 3, DECRETO LEGISLATIVO 152/99)
(Continuazione)

NUMERO PARAMETRO	SOSTANZE	UNITÀ DI MISURA	SCARICO IN ACQUE SUPERFICIALI	SCARICO IN PUBBLICA FOGNATURA (*)
36	Grassi e oli animali/vegetali	mg/L	≤ 20	≤ 40
37	Idrocarburi totali	mg/L	≤ 0.5	≤ 10
38	Fenoli	mg/L	≤ 0.5	≤ 1
39	Aldeidi	mg/L	≤ 1	≤ 2
40	Solventi organici aromatici	mg/L	≤ 0.2	≤ 0.4
41	Solventi organici azotati ⁽⁴⁾	mg/L	≤ 0.1	≤ 0.2
42	Tensioattivi totali	mg/L	≤ 2	≤ 4
43	Pesticidi Fosforati	mg/L	≤ 0.10	≤ 0.10
44	Pesticidi totali (esclusi i fosforati) ⁽⁵⁾	mg/L	≤ 0.10	≤ 0.05
	Tra cui:			
45	- aldrin	mg/L	≤ 0.01	≤ 0.01
46	- dieldrin	mg/L	≤ 0.01	≤ 0.01
47	- endrin	mg/L	≤ 0.002	≤ 0.002
48	- isodrin	mg/L	≤ 0.002	≤ 0.002
49	Solventi clorurati ⁽⁵⁾	mg/L	≤ 1	≤ 2
50	Escherichia coli ⁽⁶⁾	UFC/100 mL	Nota	
51	Saggio di tossicità acuta ⁽⁷⁾		Il campione non è accettabile quando dopo 24 ore il numero degli organismi immobili è uguale o maggiore del 50% del totale	Il campione non è accettabile quando dopo 24 ore il numero degli organismi immobili è uguale o maggiore del 80% del totale

Note:

- (*) I limiti per lo scarico in rete fognaria indicati in tabella 3 sono obbligatori in assenza di limiti stabiliti dall'autorità d'ambito o in mancanza di un impianto finale di trattamento in grado di rispettare i limiti di emissione dello scarico finale. Limiti diversi stabiliti dall'ente gestore devono essere resi conformi a quanto indicato alla nota 2 della tabella 5 relativa a sostanze pericolose.

TABELLA 5.1
VALORI LIMITI DI EMISSIONE IN ACQUE SUPERFICIALI E IN FOGNATURA
(TABELLA 3, DECRETO LEGISLATIVO 152/99)
(Continuazione)

Note:

- (1) Per i corsi d'acqua la variazione massima tra temperature medie di qualsiasi sezione del corso d'acqua a monte e a valle del punto di immissione non deve superare i 3° C. Su almeno metà di qualsiasi sezione a valle tale variazione non deve superare 1°C. Per i laghi la temperatura dello scarico non deve superare 30° C e l'incremento di temperatura del corpo recipiente non deve in nessun caso superare i 3° C oltre 50 metri di distanza dal punto di immissione. Per i canali artificiali, il massimo valore medio della temperatura dell'acqua di qualsiasi sezione non deve superare i 35° C, la condizione suddetta è subordinata all'assenso del soggetto che gestisce il canale. Per il mare e per le zone di foce di corsi d'acqua non significativi, la temperatura dello scarico non deve superare i 35° C e l'incremento di temperatura del corpo recipiente non deve in nessun caso superare i 3° C oltre i 1000 metri di distanza dal punto di immissione. Deve inoltre essere assicurata la compatibilità ambientale dello scarico con il corpo recipiente ed evitata la formazione di barriere termiche alla foce dei fiumi.
- (2) Per quanto riguarda gli scarichi di acque reflue urbane valgono il limite in tabella 1 e, per le zone sensibili anche quelli di tabella 2. Per quanto riguarda gli scarichi di acque reflue industriali recapitanti in zone sensibili la concentrazione di fosforo totale e di azoto totale deve essere rispettivamente di 1 e 10 mg/L.
- (3) Tali limiti non valgono per lo scarico in mare, in tal senso le zone di foce sono equiparate alle acque marine costiere, purché almeno sulla metà di una qualsiasi sezione a valle dello scarico non vengono disturbate le naturali variazioni della concentrazione di solfati o di cloruri.
- (4) Sono inclusi in questo parametro PCB e PCT.
- (5) Esclusi i composti come i pesticidi clorurati rientranti sotto i parametri 44, 45, 46, 47 e 48.
- (6) All'atto dell'approvazione dell'impianto per il trattamento di acque reflue urbane, da parte dell'autorità competente andrà fissato il limite più opportuno in relazione alla situazione ambientale e igienico sanitaria del corpo idrico recettore e agli usi esistenti. Si consiglia un limite non superiore ai 5000 UFC/100 mL.

Il saggio di tossicità è obbligatorio. Oltre al saggio su *Daphnia niagna*, possono essere eseguiti saggi di tossicità acuta su *Ceriodaphnia dubia*, *Selenastrum capricornutum*, batteri bioluminescenti o organismi quali *Artemia salina*, per scarichi di acqua salata o altri organismi tra quelli che saranno indicati dall'ANPA in appositi documenti tecnici predisposti al fine dell'aggiornamento delle metodiche di campionamento ed analisi. In caso di esecuzione di più test di tossicità si consideri il risultato peggiore. Il risultato positivo della prova di tossicità non determina l'applicazione diretta delle sanzioni di cui al Titolo V, determina altresì l'obbligo di approfondimento delle indagini analitiche, la ricerca delle cause di tossicità e la loro rimozione.