

**REGIONE DEL VENETO**  
COMMISSIONE REGIONALE V.I.A.  
(L.R. 26 marzo 1999 n°10)

**Parere n. 165 del 12/09/2007**

**Oggetto: ELETTRA GLL S.p.A. – Autorizzazione alla costruzione ed all’esercizio di una centrale termoelettrica e delle opere connesse e di giudizio di compatibilità ambientale e di autorizzazione ambientale integrata ai sensi della L. 55/2002 – Comune di Cona (VE) – Procedura di V.I.A. Statale ex art. 6 L. 349/86 e art. 22 L.R. n. 10/99.**

### **1. PREMESSA**

In data 19/03/2004 la Società ELETTRA GLL S.p.A. con sede in Brescia, Via Oberdan 6/A, ha provveduto, ai sensi dell'art. 6 della L. 349/86, a far pubblicare sui quotidiani “Il Giornale” e “Il Gazzettino”, l'avviso della richiesta di pronuncia di compatibilità ambientale al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio per l'intervento in oggetto, depositando copia del progetto preliminare e dello Studio di Impatto Ambientale, per la consultazione da parte del pubblico, presso la Direzione Tutela dell’Ambiente della Regione Veneto che l’ha acquisita con prot. n. 2833/46.01 del 19/03/2003.

Con nota del 21/07/2005, acquisita dalla Regione Veneto in data 03/08/2005 con prot. n. 556959/46.01, il proponente ha informato della fusione per incorporazione di Elettra GLL S.p.A. in Elettra Holdings Srl, con sede legale in Brescia, Via Oberdan 6/A. Successivamente, con nota del 26/04/2006, acquisita in data 22/05/2006 con prot. n. 296447/45.07, il proponente ha comunicato la variazione d’indirizzo, della propria Sede legale e Direzione Generale ovvero Via Antonio da Recanate n. 2, Milano. Con ulteriore nota trasmessa via telefax, in data 27/04/2006, il proponente ha infine comunicato l’indirizzo della sede operativa della Società Elettra Holdings srl situato in Genova, Largo San Giuseppe, 3/11. Infine, in data 12 luglio 2007, il proponente ha comunicato la nuova denominazione della Società divenuta, dal 04/07/2007, Elettra Sviluppo Srl, senza variazione di recapito.

Con nota del 28/03/2003 prot. n. 251840 il Ministero delle Attività Produttive ha avviato il procedimento di autorizzazione ai sensi della legge 55/2002 all’installazione e all’esercizio della centrale in argomento e ha richiesto alcune integrazioni. Nel corso della Conferenza di Servizi tenutasi presso il suddetto Ministero il 18/04/2003 sono state richieste integrazioni che la Società Elettra GLL ha trasmesso con nota acquisita dalla Direzione Tutela dell’ambiente in data 14/10/2003 prot. n. 11057/46.01 chiedendo, nel contempo il riavvio del procedimento.

Con nota del 09/02/2004 prot. DSA/2004/3103 la Commissione VIA del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio ha richiesto al proponente integrazioni acquisite sia dal citato Ministero che alla Regione Veneto - Direzione Tutela dell’Ambiente (che le ha acquisite in data 27/07/2004 con prot. n. 510625/46.01).

Con nota del 03/06/2004 prot. n. 383213/46.01 la Commissione Regionale VIA ha richiesto integrazioni alla Società Elettra GLL che sono state acquisite dalla Direzione tutela dell’ambiente in data 15/09/2004 con prot. n. 604872/46.01.

Il proponente, inoltre, ha trasmesso documentazione aggiuntiva tecnica con note acquisite in data 23/04/2003 prot. 4148/46/01, in data 03/05/2004 prot. 302020/46.01, in data 27/12/2004 prot. n. 841989/46.01, in data 26/06/2006 prot. 383177/45.07 e in data 19/06/2006 con prot. 370125/45.07.

Il proponente ha trasmesso attestazione del Comune di localizzazione dell'opera in questione dell'avvenuta presentazione al pubblico dei contenuti del progetto e del S.I.A., effettuata in data 11.04.2003 presso la sala del Centro Civico del Comune di Cona (VE).

Alla Regione Veneto, entro e fuori i termini di cui al comma 9 art. 6 della L. 349/86, sono pervenuti i seguenti pareri e osservazioni tesi a fornire elementi conoscitivi e valutativi concernenti i possibili effetti dell'intervento:

<i>n.</i>	<i>mittente</i>	<i>data</i>	<i>prot.</i>
1	Comune di Cona (VE)	15/04/03	3773/46/01
2	Sig.ri Bertaggia Umberto e Giovanni, sig.ra Eugenia Baretta - Monsole di Cona (VE)	29/04/03 02/05/03	4406/46/01 4600/46/01
3	Sig. Bertaggia Giovanni - Monsole di Cona (VE)	22/04/03 29/04/03	973 4407/46/01
4	Sig. Capellato Alfredo - Cona (VE)	29/04/03	4408/46/01
5	Sig.ri Mazzuccato Marina e Danilo, sig.ra Donà Albina - Foresto di Cona (VE)	29/04/03	4410/46/01
6	Comitato 18 luglio - Pegolette di Cona (VE)	29/04/03	4411/46/01
7	Azienda Agricola di Garonzi Roberto e Sandro - Cona (VE)	29/04/03	4412/46/01
8	Cantina Sociale di Cona e di Cavarzere S.p.A.	29/04/03	4413/46/01
9	Azienda Agricola di Sturaro Giuseppe - Cona (VE)	29/04/03	4414/46/01
10	Azienda Agricola S. Agostino di Sturaro Giuseppe - Cona (VE)	29/04/03	4415/46/01
11	Azienda Agricola Corte Gemma di Sturaro Gina Barbara - Cona (VE)	29/04/03	4417/46/01
12	Azienda Agricola di Sturaro Pierguido, Antonio e Cenio - Monsole di Cona (VE)	29/04/03	4418/46/01
13	Sigg. Baldisserotto Andrea, Antonio, Costanza, Maria e sig.a Placco Isabella - Cona (VE)	29/04/03	4419/46/01
14	Studio Legale Fracanzani Marcello per i Comuni di Corezzola e di Cavarzere	17/04/03 29/04/03 05/05/03	via fax 4420/46/01 4732/46/01
15	Il Comitato Ambiente e Sviluppo	05/05/03	4719/46/01
16	Sig. Giovanni Pietro Frigo (nota: contiene CD)	05/05/03	4723/46/01
17	Azienda Agricola Baretta Roberto	05/05/03	4726/46/01
18	Cooperativa Agricola ortofrutticoli	05/05/03	4728/46/01
19	Provincia di Venezia	28/04/03 13/05/03	Via Fax 1928/46/00
20	Sig. Fidora Guido	05/05/03	4729/46/01
21	Comune di Cona (VE) – Deliberazione Comunale n. 28 del 17/04/03	27/05/03	2095/46/00
22	Comune di Cavarzere (VE) - Documento approvato dalla Deliberazione n. 39 del Consiglio Comunale	11/06/03	6170/46/01
23	Comune di Cona (VE) – Deliberazioni Comunali n. 35 e n. 53 del 25/06/03	15/07/03	7736/46/01
24	Comune di Cavarzere (VE) – Trasmissione O.d.g. del 24.11.2003	09/12/03 23/12/03	2875 14227/46/01
25	Comune di Cona – Deliberazione di Giunta Comunale n. 74 del 25.11.2003	09/01/04	8037/46/01

26	Comune di Cona – Determinazioni – nota prot. n. 5382 del 20.07.2004	03/08/2004	525490/46/01
27	Comune di Cona – Parere - Deliberazione n. 41 del Consiglio Comunale Aperto	08/11/2004	729099/46/01
28	Comune di Pontelongo (PD) – Delibera di C.C. n. 58 del 28.10.2004	19/11/2004	753834/46/00

Il proponente ha trasmesso alla Direzione Regionale Tutela dell’Ambiente le controdeduzioni ai sopraelencati osservazioni e pareri relativi all’intervento in oggetto, presentate alla Regione Veneto da soggetti pubblici e privati, acquisite con prot. n. 702274/46.01 del 27/10/2004.

Con D.G.R n. 4277 del 22/12/2004 ad oggetto “*Centrali termoelettriche di competenza statale*”, la Giunta Regionale del Veneto ha disposto la sospensione delle attività istruttorie della Commissione Regionale VIA in corso per le centrali di energia elettrica da realizzarsi nel territorio del Veneto. Con nota della Segreteria Regionale all’Ambiente e ai Lavori Pubblici, prot. n. 20404/46/01 del 14 gennaio 2005, è stata comunicata al proponente la suddetta sospensione fino a successive disposizioni.

Dopo la sospensione del procedimento, di cui alla citata deliberazione, sono altresì pervenuti i seguenti e pareri e osservazioni:

<i>n.</i>	<i>mittente</i>	<i>data</i>	<i>prot.</i>
1 post	Comune di Agna (PD) – Deliberazione di C.C. n. 29 del 11.11.2004	03/01/2005	845425/46/00
2 post	Comune di Anguillara Veneta (PD) – Deliberazione C.C. n. 66 del 19.11.2004	05/01/2005	4795/46/19
3 post	Città di Cavarzere (VE) – Deliberazione di C.C. n. 75 del 15.12.2004	17/01/2005	1616/46/01
4 post	Comune di Brugine (PD) - Deliberazione di C.C. n. 55 del 14.12.2004	27/01/2005	52252/46/01
5 post	Città di Piove di Sacco (PD) – O.d.g. del 16.12.2004	27/01/2005	52866/46/01
6 post	Comune di Cona (VE) Deliberazione di C.C. Aperto n. 33 del 28/10/2005	24/11/2005	802102/46/01
7 post	Comune di Cona (VE) Deliberazione n. 36 del 07/12/2005	11/01/2006	20210/46/01
8 post	Comune di Correzzola (PD) Deliberazione di C.C. n. 9425 del 29.11.2005	17/01/2006	31057/46/01
9 post	Comune di Arzergrande (PD) Deliberazione di C.C. n. 91 del 22/12/2005	19/01/2006	38550/46/01
10 post	Comune di Agna (PD) Deliberazione di C.C. n. 42 del 27/12/2005	24/01/2006	49257/46/01
11 post	Ministero Per i Beni e le Attività Culturali – Direzione per i beni Architettonici e il Paesaggio – Servizio II Paesaggio Prot. Dip. 07.08.402/1914 del 3 marzo 2005 – parere favorevole con prescrizioni	25/03/2005	221764/46.19

Con nota prot. DSA-2006-0012017 del 28/04/2006 il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio ha comunicato che risultava acquisito, in merito al progetto in questione, il parere n. 642 espresso dalla Commissione VIA in data 22.12.2004, favorevole con prescrizioni, di cui trasmetteva copia, acquisita dall’ Unità Complessa VIA con prot. n. 296474/45.07 del 22/05/2006.

L’ Osservatorio Regionale Aria dell’ ARPAV ha trasmesso una relazione tecnica, richiesta dagli uffici regionali competenti per la VIA, per gli aspetti inerenti la matrice aria relativi al progetto in questione, acquisita dall’Unità Complessa VIA con prot. n. 390456/45.07 del 28/06/2006 e prot. 403535/45/07 dell’11/07/2006.

Il proponente ha trasmesso, inoltre, ulteriore documentazione aggiuntiva relativa ad un aggiornamento della Valutazione d’Incidenza Ambientale, acquisita con prot. n. 381606/45.07 del 05/07/2007, nonché documentazione tecnica, relativa alle opere di mitigazione e compensazione, acquisita con protocollo n. 391327/45.07 del 10/07/2007.

Nella seduta della Commissione Regionale VIA del 04/07/2007 la Provincia di Venezia ha trasmesso il parere della Commissione Valutazione di Impatto Ambientale Provinciale n. 5/07 del 03.07.2007 ad oggetto “Cosecon S.p.A.- Piano per Insediamenti Produttivi in località Cantarana – Comune di Cona (Venezia) – Valutazione d’ Impatto Ambientale ex art. 10 della L.R. 10/1999 e s.m.i”, acquisito con prot. n. 379817/45/07 del 04/07/2007.

Nella suddetta seduta la stessa Provincia ha trasmesso, inoltre, l’informativa n. 2006/00073 della Giunta Provinciale, seduta del 20/06/2006, ad oggetto “ Parere del Consiglio provinciale n° 2003/00039 di verbale recante prot. n°31171 del 29/04/03 espresso nella seduta pubblica del 24 aprile 2003 avente ad oggetto «Elettra GLL S.p.A. Centrale Turbogas da 800 MW in località Cantarana, Comune di Cona. Valutazione d’Impatto Ambientale Nazionale. Parere provinciale di cui all’art. 6 della L. 349/86». Revisione alla luce di intervenuti elementi di natura ambientale e programmatica. Informativa alla Giunta”, acquisita con prot. n. 379807/45/07 del 04/07/2007, in cui la Giunta ha proposto la revoca del precedente parere espresso in data 24 aprile 2003 per la formulazione di un parere contrario sulla base di motivazioni formali supportate dal D. Lgs. 152/2006 e sulla base di considerazioni ambientali e legate al Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell’Atmosfera.

La Provincia di Venezia, ulteriormente, ha trasmesso la Delibera del Consiglio Provinciale di Venezia n. 2007/00049, di verbale del 26/07/07, di espressione del proprio parere, acquisita con prot. n. 483535/45.07 del 10/09/2007,

## **2. DESCRIZIONE DELL’INTERVENTO**

L’intervento prevede la realizzazione di una Centrale elettrica a ciclo combinato (CCGT) alimentata a gas naturale, di potenza elettrica di circa 800 MW costituita da due moduli e collegata mediante un elettrodotto a 380 kV alla rete elettrica nazionale ubicata nel territorio del Comune di Cona (VE).

Il ciclo energetico si basa sulla trasformazione dell’energia termica, prodotta dalla combustione del gas naturale, in energia meccanica e quindi in energia elettrica.

L’impianto sarà alimentato esclusivamente a gas naturale derivato dalla rete nazionale. Il consumo previsto di gas naturale, al carico nominale (T=13°C), sarà di circa 144.390 Sm<sup>3</sup>/h. Le tecnologie adottate permetteranno un rendimento netto del ciclo produttivo molto elevato, circa 55,73%. L’utilizzo di solo gas naturale quale combustibile per la Centrale garantisce che le emissioni di ossidi di zolfo e di polveri siano praticamente assenti e che le emissioni di biossido di carbonio risultino nettamente inferiori a quelle di altre fonti energetici, quali gasolio e carbone.

L’alimentazione gas naturale sarà assicurata mediante l’allacciamento alla Rete Nazionale (SNAM) tramite una derivazione dalla linea Ravenna-Mestre, che transita a circa 3,3 km ad Est dell’area dell’impianto.

Il collegamento elettrico della Centrale alla Rete di Trasmissione Nazionale avverrà tramite un doppio elettrodotto di raccordo aereo, in semplice terna, che si inserirà in *entra-esce* sull’esistente elettrodotto a 380 kV “Porto Tolle-Dolo” distante circa 3,5 km dal sito.

## **3. DESCRIZIONE DELLO S.I.A.**

Per la redazione dello Studio di impatto ambientale e in considerazione dell’attuale orientamento legislativo, sono stati considerati i seguenti quadri di riferimento:

- 3.1 Quadro di Riferimento Programmatico
- 3.2 Quadro di Riferimento Progettuale
- 3.3 Quadro di Riferimento Ambientale.

### **3.1 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO**

#### **3.1.1 Pianificazione territoriale:**

##### PRG

Il sito nel quale è prevista la realizzazione della centrale a ciclo combinato fa parte della lottizzazione industriale PIP Cantarana 2 nel Comune di Cona (VE), approvata con D.CC. n° 25 del 26/09/2002. Con decreto del Dirigente alle Politiche Ambientali della Provincia di Venezia dell'11/05/2004 prot. n° 33787/04, la lottizzazione Cantarana 2 è stata assoggettata a VIA provinciale, ai sensi del capo III della L.R. 10/99. La Commissione VIA provinciale del 3 luglio 2007 ha espresso Parere di Compatibilità Ambientale favorevole con prescrizioni; nessuna prescrizione appare in contrasto con l'insediamento della centrale proposta.

Nella zona circostante sono presenti: aree K1 (destinazione d'uso produttivo), il centro abitato di Cantarana ed un esteso reticolo di zone E (agricole).

L'Unione dei Comuni di Codevigo, Pontelongo e Cona ha trasmesso all'Amministrazione provinciale una nota in cui comunica che:

- l'area indicata per la realizzazione della centrale Elettra GLL ricade in zona territoriale omogenea "D1.2.1" - produttiva, la cui attuazione è soggetta ad approvazione di uno strumento urbanistico attuativo;
- è stato approvato il PIP "Cantarana 2" – Ambito A" che include il lotto Elettra GLL, con delibera di Consiglio comunale n. 12 del 28 Aprile 2004.

##### Pubblica utilità: variante urbanistica.

Il DPCM 27 dicembre 1988, art. 12, dell'Allegato IV (Procedure per i progetti di centrali termoelettriche e turbogas), prevede che:

***"1. Il provvedimento di localizzazione, di cui all'art. 11, emesso dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato o dal Presidente del Consiglio dei Ministri, assume valore di dichiarazione di pubblica utilità, urgenza ed indifferibilità delle opere e, anche in presenza di vincoli di qualsiasi genere riguardanti il territorio interessato dall'insediamento, ha effetto di variante del piano regolatore comunale e del piano regolatore portuale e dell'area sviluppo industriale e sostituisce la concessione edilizia comunale, nonché i provvedimenti previsti dalla seguente normativa:***

*art. 9, legge 10 maggio 1976, n. 319 (scarico acque);*

*art. 14, legge 24 dicembre 1979, n. 650 (scarico acque);*

*art. 48, decreto del Presidente della Repubblica 19 marzo 1956, n. 303 (igiene del lavoro);*

*art. 17, legge 24 dicembre 1976, n. 898 (servitù militare);*

*art. 714, regio decreto 30 marzo 1942, n. 327 (segnalazione ostacoli al volo);*

*art. 7, legge 29 giugno 1939, n. 1497, e art. 82, comma nono, decreto del Presidente della Repubblica 24 luglio 1977, n. 616, come introdotto dalla legge 8 agosto 1985, n. 431 (costruzione in zone di particolare interesse paesistico);*

*art. 6, legge 8 luglio 1986, n. 349 (parere di conformità ambientale);*

*art. 55, regio decreto 30 marzo 1942, n. 327 (costruzione in fascia di rispetto);*

*art. 221, regio decreto 27 luglio 1934, n. 1265 (licenza di agibilità comunale);*

*art. 216, regio decreto 27 luglio 1934, n. 1265 (attivazione impianto industriale)".*

##### Piano regionale di tutela e risanamento della atmosfera

Gli impianti alimentati a GN a ciclo combinato rientrano fra le opzioni per il miglioramento della qualità dell'aria, sia per la tipologia di combustibile, sia per l'alto rendimento netto di produzione elettrica.

#### **3.1.2 Programmazione energetica.**

Il progetto è coerente con i seguenti strumenti di piano e di programma:

- Piano Energetico Nazionale (PEN 1988) e leggi 9 e 10 del 1991;
- Conferenza Nazionale Energia e Ambiente del 1998;

- Protocollo di Kyoto;
- D. Lgs. n. 79 del 1999;
- D. L. 25 del 18.02.03 convertito in legge n. 83 del 17.04.2003.

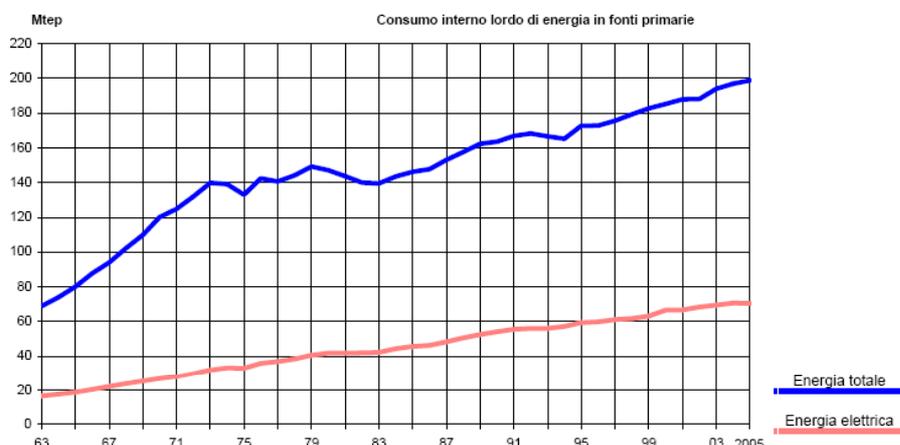
Dal SIA emerge che l'intervento di realizzazione della centrale è conforme alle finalità e agli obiettivi di piano, programmi e norme relativi al settore energetico, in particolare per quanto riguarda gli aspetti relativi all'uso razionale dell'energia (elevati rendimenti nel ciclo produttivo) e alla sostenibilità ambientale (limitazione delle emissioni di gas ad effetto serra e basse emissioni inquinanti); il progetto, inoltre, comportando un miglioramento tra domanda e offerta di energia elettrica a livello regionale, rientra tra i progetti considerati prioritari dal D. L. 25 del 18.02.2003 convertito in L. 83/2003.

### 3.1.2.1 Quadro energetico nazionale e regionale

*Dati Terna.*

#### ITALIA

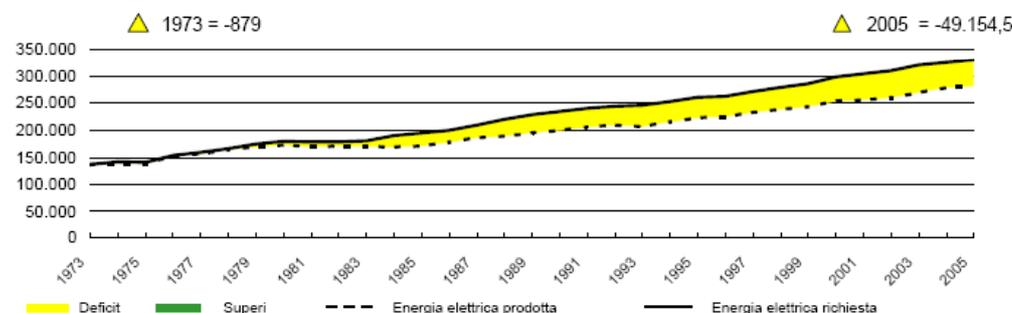
##### Consumi di fonti energetiche primarie



##### Consumi di elettricità

I dati provvisori sui consumi di energia elettrica nel 2006 fanno segnare un +2,2% rispetto al 2005. Il totale dell'energia richiesta in Italia ammonta a 337.800 GWh. E' quanto ha rilevato Terna, la società responsabile della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica a livello nazionale.

Energia richiesta in Italia	GWh	330.443,0
Δ = Deficit(-) Superi (+) della produzione rispetto alla richiesta	GWh	-49.154,5
	%	14,9



Consumi: complessivi 309.816,8 GWh; per abitante 5.286 kWh

**Import/Export**

Il saldo delle importazioni nel 2005 è stato di + 49.154,5 GWh, pari al 16,2% dell'energia richiesta (l'anno precedente era del 14,9%). La rete di trasmissione nazionale è interconnessa con l'estero attraverso 18 linee:

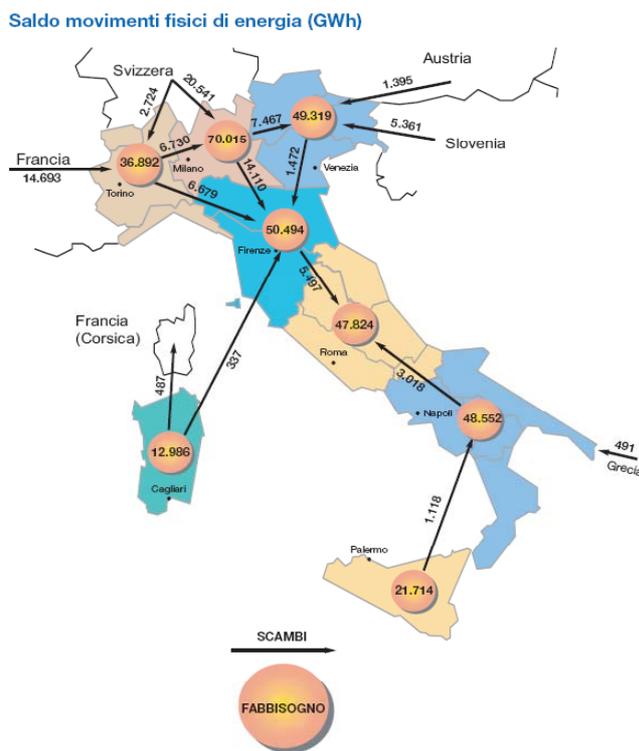
- 4 con la Francia;
- 9 con la Svizzera;
- 1 con l'Austria;
- 2 con la Slovenia;
- 1 cavo sottomarino in corrente continua con la Grecia (ndr. in fase di completamento);
- 1 cavo sottomarino in corrente continua fra Sardegna e Corsica.

Attraverso le linee di interconnessione sulla frontiera nord - 7 terne a 380 kV e 9 terne a 220 kV -, l'Italia importa ogni anno circa il 16% del suo fabbisogno, percentuale che fa dell'Italia il maggiore importatore di energia elettrica dall'estero, tra i Paesi europei.

Data la rilevanza dei transiti di energia elettrica dall'estero, lo sviluppo ed il potenziamento della rete di interconnessione rivestono particolare importanza per il nostro Paese, per ragioni di sicurezza di fornitura, innanzitutto; la rete è inoltre fondamentale per la costituzione del mercato elettrico europeo. Sono state ipotizzate due nuove linee di interconnessione: area di Treviso - Lienz con l'Austria e Udine - Okroglo con la Slovenia.

L'attuale situazione di forte criticità impone di considerare:

- a) espansione della capacità produttiva nazionale
- b) rafforzamento della rete di trasporto transfrontaliera e interna.



**Sviluppo del parco produttivo nazionale**

Negli ultimi anni, si è assistito ad un rinnovamento lento del parco produttivo caratterizzato principalmente dalla trasformazione in ciclo combinato di impianti esistenti; si è assistito anche ad una discreta crescita del parco termoelettrico:

	POTENZA EFFICIENTE NETTA			PRODUZIONE NETTA		
	2005, MW	2004, MW	Var. %	2005, TWh	% del totale	Var. % (2005 vs. 2004)
Impianti Termoelettrici	62.835,5	59.632,4	+5,4%	240,9	80,9%	+3,0%
Impianti idroelettrici	20.992,8	20.744,1	+1,2%	42,3	16,6%	- 14,1%
Centrali eoliche e fotovoltaiche	1.642,1	1.135	+44,7%	2,3	0,8%	+26,8%
Centrali geotermiche				4,2	1,7%	- 2,1%
<b>Totale</b>	<b>85.470,3</b>	<b>81.511,5</b>	<b>+4,9%</b>		<b>100%</b>	

Principali fonti energetiche per la produzione termoelettrica.

	2005 GWh	2004 GWh	2005/2004 %
Solidi (carbone, lignite) <b>16,5%</b>	39.644,3	41.497,5	-4,5%
Gas naturale (metano) <b>60,0%</b>	144.625,0	125.403,2	+15,3%
Gas derivati (da altoforno, ecc.) <b>2,3%</b>	5.622,6	5.193,3	+8,3%
Prodotti petroliferi <b>13,8%</b> (o. c., ecc.)	33.145,3	44.115,2	-24,9%
Altri combustibili <b>7,4%</b> (rifiuti urbani, etc.)	15.542,2	15.448,2	+0,6%
Altri combustibili (biogas, ecc.)	1.229,4	1.202,0	+2,3%

**Previsione della domanda di potenza per il prossimo decennio:**

Anno	Potenza
2005	55,3 GW
2006 (punta estiva)	55,6 GW
2010 ipotesi bassa/alta	61,7/63,2 GW
2016 ipotesi bassa/alta	70,0/73,8 GW

Il pianificatore deve mediare tra economia e affidabilità, accettando i guasti del sistema elettrico fino a che gli inconvenienti rimangono a un livello accettabile per gli utenti.

Con riferimento a tale livello di accettabilità, e tenendo conto delle caratteristiche (taglia degli impianti, combustibile, probabilità di guasto, periodi di manutenzione, ecc.) del parco di produzione esistente e dei nuovi impianti previsti in servizio nei prossimi anni, la potenza di riserva necessaria – espressa in percento della domanda in potenza alla punta – è: Italia continentale 18% (Sicilia 30%, Sardegna 80%).

Per l'anno 2012 si ipotizza un fabbisogno complessivo di punta di circa 80 GW che, supposto il completamento degli interventi previsti nel Piano di Sviluppo 2006, con una conseguente potenza in importazione alla punta invernale pari a circa 5,0 GW, porta ad un valore di circa 75 GW al 2012 la potenza di generazione da impianti nazionali, necessaria alla copertura del fabbisogno.

In corrispondenza alle condizioni di “estate torrida”, il fabbisogno massimo in potenza necessario al 2016 è valutato in circa 89 GW.

**VENETO**

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica: livelli attesi per aree.

E' stato calcolato l'indicatore "numero medio di disalimentazioni per utente" per l'intera area nazionale e per le otto aree territoriali, con riferimento alle disalimentazioni, brevi e lunghe, subite dagli utenti direttamente connessi (comprese le unità di produzione), dovute alle cause attribuibili a Terna, con esclusione degli incidenti rilevanti e senza alcuna distinzione di origine.

Livelli attesi del numero medio di disalimentazioni per utente - anno 2007:

<u>Area</u>	<u>Numero/anno</u>
1. Milano	0,18
2. Cagliari	0,22
3. Firenze	0,22
4. Torino	0,25
5. Roma	0,28
6. Napoli	0,33
7. Venezia	0,33
8. Palermo	0,60
<b>Nazionale</b>	<b>0,23</b>

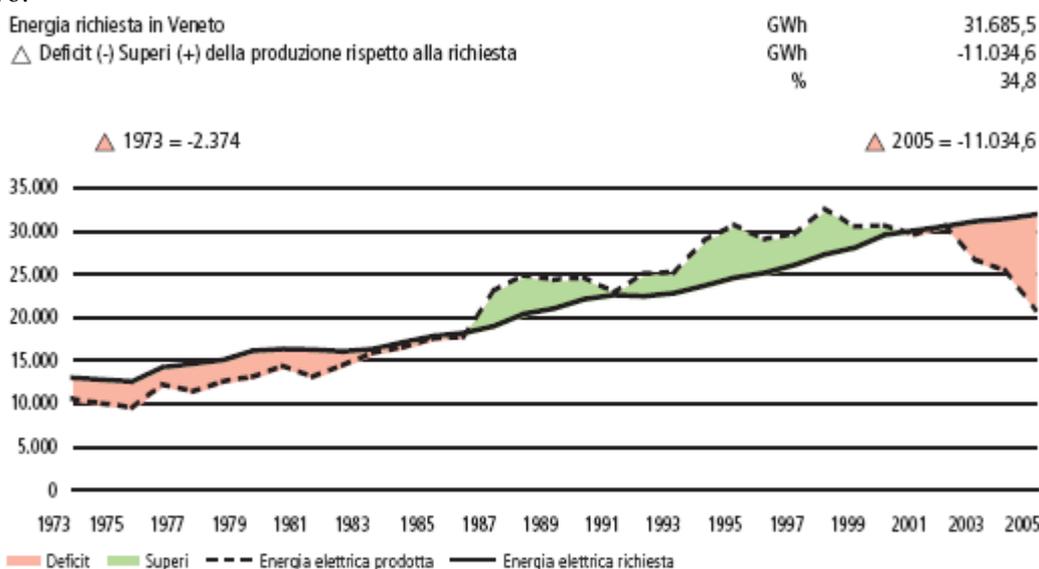
Diversi fattori incidono sul livello qualitativo - l'area di Venezia è collocata in una fascia medio-bassa, peggiore della media nazionale -, un ruolo non trascurabile ha la continuità della fornitura connessa con la capacità produttiva e la continuità di esercizio delle centrali.

Consumi e sviluppi produttivi.

Per quanto riguarda la distribuzione geografica della domanda di energia elettrica, nel 2005 il Veneto ha fatto registrare 31,7 miliardi di kWh (+1,6% sul 2004, pari alla media nazionale).

Nel 2005 le regioni che hanno registrato un surplus della produzione rispetto al fabbisogno sono 8; le restanti 12, fra cui il Veneto, hanno fatto segnare, invece, un deficit di offerta rispetto alla domanda.

Nel periodo recente, nel Veneto, nessuna nuova grande centrale di produzione è entrata in servizio, anzi la centrale di Porto Tolle è stata di fatto messa in stand-by, peggiorando quindi nettamente il quadro produttivo:



Consumi: complessivi 30.440,6 GWh; per abitante 6.452 kWh

Il deficit produttivo è salito nel 2005 al 34,8% rispetto alla richiesta.

Per quanto concerne il nord-est nel 2006 è entrata in funzione la nuova centrale termoelettrica di Torviscosa TG G1 + TG G2 + gr. V (320 + 320 + 337) MVA Edison.

### **3.1.2.2 Linee di indirizzo della Commissione Regionale VIA**

Le centrali termoelettriche della Regione Veneto sono caratterizzate da un basso fattore di utilizzo dovuto alla vetustà di molte ed ai vincoli ambientali (limiti per le emissioni inquinanti in atmosfera, scarichi termici, acque di raffreddamento, ...), che impongono regimi di funzionamento ridotti.

Gli alti costi dei combustibili fossili (soprattutto dei prodotti petroliferi e in particolare di quelli a più basso contenuto di zolfo), connessi con i bassi rendimenti energetici hanno messo, e mettono, automaticamente "fuori mercato" alcune importanti centrali per lunghi periodi, obbligandole quindi a rimanere improduttive.

Ai fini della valutazione dell'efficienza economica e ambientale (effetto serra, ma anche tetti di emissione per SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>), si deve considerare che il rendimento medio delle centrali termoelettriche tradizionali è inferiore al 40%; il ciclo combinato proposto raggiunge il 55%. Con la cogenerazione si potrebbero addirittura raggiungere rendimenti > 80%, se fosse riutilizzabile il calore prodotto (riscaldamento civile, industriale, produzione di vapore,...), la produzione combinata di calore e di elettricità (cogenerazione) consentirebbe di sfruttare meglio i combustibili.

### **La politica nazionale appare sottovalutare gli aspetti connessi all'approvvigionamento di energia elettrica, tanto si evince dal recente DPEF 2008-2011:**

#### "Innovazione Tecnologica

- *...Orientamento alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili delle risorse rientranti tra gli oneri generali di sistema gestiti dalla Cassa congruaglio per il settore elettrico.*
- *Aumentare la sicurezza dell'approvvigionamento, garantire la competitività delle imprese comunitarie e contemporaneamente realizzare vantaggi per i consumatori sono sfide importanti che potranno essere realizzate in un mercato più interconnesso, in cui le decisioni in materia di investimenti nelle reti siano maggiormente incoraggiate grazie alla separazione proprietaria delle reti e al passaggio a sistemi indipendenti di gestione.*

#### Energia Termoelettrica

- *Rimodulazione della fiscalità dell'energia elettrica sulla base di benchmark unico di emissione per kWh prodotto;*
- *Promozione impianti di piccola trigenerazione diffusa e di cogenerazione;*
- *Graduale adeguamento della rete di distribuzione rispondente alle necessità della produzione energetica diffusa;*
- *Graduale programmazione della sostituzione di fonti fossili ad alta emissione di CO<sub>2</sub>."*

**La Regione Veneto** non ha un proprio Piano Energetico Regionale. La Commissione Regionale VIA ha valutato, pertanto, le necessità attuali e lo sviluppo della richiesta e dell'offerta, coerentemente con le necessità regionali e nazionali e con le indicazioni dell'Unione Europea, considerando che:

- i. La previsione dei consumi futuri di elettricità non può essere stimata con buona approssimazione, a causa della forte riorganizzazione mondiale della produzione industriale e della possibile notevole crescita dei costi delle fonti energetiche, in particolare dei prodotti petroliferi.
- ii. **Un grave punto di incertezza nel quadro programmatico regionale è costituito dal mancato completamento dell'iter di approvazione della conversione a carbone della centrale termoelettrica di Porto Tolle:** il contributo di potenza di detta centrale (oltre un terzo della potenza termoelettrica regionale) condiziona pesantemente l'attività di programmazione.
- iii. Il settore energetico, in particolare dell'energia elettrica, ha un'altissima priorità.
- iv. La sostanziale assenza di fonti energetiche proprie, escluse le fonti rinnovabili, pone l'Italia in condizioni di maggiore debolezza rispetto a tutti i Paesi con livelli di sviluppo economico/industriale confrontabile o superiore (Francia, Germania, Gran Bretagna, Spagna: tutti

Paesi che si affidano ad un'importante quota di energia nucleare e/o di carbone). Tale debolezza si riflette pesantemente sui costi di produzione e sulla sicurezza della fornitura, come messo in evidenza ripetutamente negli anni recenti.

- v. La fornitura continuativa, anche di punta, di energia elettrica per le diverse attività può essere assicurata solo realizzando un sistema complessivo in cui l'offerta è capillarmente superiore alla domanda, mediante un'adeguata rete di produzione e trasmissione, nonché di interconnessione internazionale.
- vi. La limitata capacità di trasporto della rete di interconnessione internazionale con l'Italia, ed in particolare anche con il Veneto, e comunque la fragilità del sistema, dato il basso numero di linee e di fornitori, la vetustà di alcune importanti centrali e quindi le necessarie lunghe fermate, la fortissima dipendenza dell'approvvigionamento dall'estero sono solo alcuni dei fattori che sottolineano la necessità di un forte e rapido sviluppo, potenziamento e rinnovamento dell'intero settore dell'energia elettrica della regione.
- vii. L'obiettivo di produzione per il Veneto non è inferiore a quello nazionale (produzione ca. 85% del fabbisogno). Non appare, peraltro, opportuno perseguire obiettivi produttivi superiori alle necessità, se non in misura limitata, considerata la scadente qualità dell'aria a livello regionale, difficile da risanare e in tempi necessariamente lunghi.
- viii. Il consumo di energia elettrica pro-capite in Italia è inferiore a quello degli altri Paesi europei: è superiore solo a quello della Grecia e del Portogallo, dimostrando pertanto un uso attento.

#### **Scenario produttivo nel Veneto per il 2016.**

Rispetto alla situazione attuale si prevede un consumo di energia elettrica circa del 30% maggiore dell'attuale, con un'ipotesi di crescita annua del 2,7% (livello inferiore al tasso medio di crescita annuo del Veneto negli ultimi 20 anni, che è stato circa del 3%). Considerati i consumi regionali del 2005 di 31,7 TWh/anno, ipotizzando 7000 h/anno di funzionamento medio, entro il prossimo decennio risultano necessari 4.500-5.000 MW di potenza complessiva di produzione per assicurare la copertura media dell'85% della richiesta regionale. Non si è tenuto conto delle richieste di punta.

Mantenendo invariato l'attuale parco produttivo di energia idroelettrica e con un parco produttivo termoelettrico di circa 3.000 MW (non considerando la centrale di Porto Tolle), le due centrali termoelettriche da 800 MW di Loreo e di Cona realizzerrebbero l'allineamento con la produzione nazionale (85% del fabbisogno) entro i prossimi anni.

Lo scenario prospettato (2016) deve inoltre tener conto di alcuni aspetti che potrebbero incidere negativamente sulla produzione effettiva:

1. invecchiamento del parco esistente, con riduzione dell'affidabilità di esercizio e delle possibili riduzioni produttive connesse ad ulteriori restrizioni ambientali,
2. incertezza sulla:
  - conclusione dell'iter autorizzativo della conversione a carbone della centrale termoelettrica di Porto Tolle, attualmente praticamente improduttiva,
  - conclusione dell'iter autorizzativo della centrale termoelettrica a turbogas di Loreo da 800 MW,
  - effettiva realizzabilità degli interventi eventualmente autorizzati (conversione della centrale di Porto Tolle, e altre nuove centrali). Si ricorda, per esempio, a tale proposito, che la centrale termoelettrica Mirant da 400 MW di Portogruaro, già autorizzata negli anni recenti non è stata realizzata,
  - effettiva disponibilità/economicità dei diversi combustibili fossili.

Senza una significativa espansione della capacità di generazione e/o trasporto, si renderebbe necessario importare una quota rilevante di energia, sovraccaricando pesantemente la rete di trasmissione esistente. Tempi lunghi sono previsti per una produzione significativa di elettricità da fonti rinnovabili; peraltro, la forte incentivazione economica per renderle competitive comporta pesanti costi a carico dei cittadini.

**A giudizio della Commissione, alla luce di un'approfondita valutazione dei costi-benefici sotto il profilo economico, ambientale e sociale appare, allo stato attuale, equilibrata e prudentiale la scelta di prevedere la costruzione di n.° 2 nuove centrali da 800 MW;** in ordine cronologico dell'inizio dell'iter amministrativo le prime centrali candidate sono:

1. West Energy - Loreo,
2. Elettra - Cona;

parere negativo di compatibilità ambientale è stato espresso dal Ministero per la Tutela del Territorio e del Mare per la centrale di Montecchio Maggiore.

Per le ragioni sopra esposte, anche auspicando una rapida e significativa crescita di centrali alimentate da fonti energetiche rinnovabili e assimilate - con costi di produzione competitivi e non ultracoperti con finanziamenti a carico delle fonti energetiche tradizionali - nonché di centrali di tipo cogenerativo e di interventi finalizzati al risparmio di energia, permane la necessità di fronteggiare la domanda crescente con la costruzione di nuove centrali di generazione di grossa taglia.

E' ben chiaro alla Commissione che la costruzione delle nuove centrali non può non considerare e confrontarsi con gli obiettivi strategici e ad alta priorità di seguito descritti:

1. la diversificazione delle fonti di energia, sia come provenienza, sia come tipologia (carbone, olio combustibile, gas naturale), allo scopo di migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento e ridurre i costi di fornitura. I giudizi favorevoli di compatibilità ambientale della Regione alla realizzazione della centrale di rigassificazione del GNL a Porto Viro e alla conversione della centrale termoelettrica a carbone di Porto Tolle risultano coerenti con questo obiettivo. Anche il Ministero dell'Ambiente ha espresso parere favorevole sulla centrale di rigassificazione e non appaiono esistere più ostacoli autorizzativi alla sua realizzazione;
2. l'aumento della produzione di energia da fonti rinnovabili, come indicato dalla direttiva europea 2001/77/CE, relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili, recepita dal D. Lgs. 387 del 2003. Molte sono le iniziative approvate e supportate dalla Regione, riguardanti sia le fonti rinnovabili tradizionali (idroelettrica, solare, biomasse, eolica), sia le fonti assimilabili a quelle rinnovabili quali i rifiuti (biogas da discariche e da fermentazione anaerobica, incenerimento). Raggiungere l'obiettivo stabilito dal legislatore richiede tuttavia ancora un notevole sforzo economico e di pianificazione;
3. l'aumento della cogenerazione, come stabilito dalla direttiva europea 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione. Le iniziative attivate in questa direzione sono deboli e sarebbe necessario prevedere una forte azione di pianificazione, promozione e sostegno. Le centrali proposte sono costituite da turbine a gas a ciclo combinato senza recupero di calore, quindi non rientrano fra le tecnologie di cogenerazione indicate dalla direttiva;
4. la riduzione dell'impatto ambientale locale, ma anche regionale e nazionale, prioritariamente per quanto riguarda la componente atmosfera, nel rispetto della normativa sulla qualità dell'aria, del Piano regionale di tutela e di risanamento dell'atmosfera, del protocollo di Kyoto e della direttiva europea relativa ai tetti nazionali di emissione di SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> da raggiungere entro il 2010;
5. la sicurezza e la qualità della fornitura. L'idoneità della rete di interconnessione nazionale e internazionale e della rete di trasmissione e distribuzione costituiscono elementi fondamentali soprattutto in territori con deficit produttivo (oltre un terzo del fabbisogno in Veneto). La stima del GRTN testimonia invece dell'alto livello di interrompibilità nell'area di Venezia;
6. risparmio delle fonti energetiche, in particolare di quelle non rinnovabili, sia attraverso un uso più efficiente, sia mediante modalità di produzione più efficienti;
7. il contenimento dei costi dell'energia elettrica, costituisce un punto irrinunciabile per uno sviluppo industriale, il mantenimento di uno standard di qualità nei servizi e del livello di benessere dei cittadini. Esiste anche la necessità di garantire un livello di concorrenza fra gli stessi produttori.

La Regione Veneto condivide gli obiettivi generali di politica energetica di cui alla L. 239/2004 di riordino del settore energetico, fra cui quello di: "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;”.*

Si evidenzia che una forte espansione della produzione con centrali alimentate a gas naturale si contrappone ad alcuni obiettivi di cui sopra, e comunque non ne facilita il raggiungimento. La realizzazione di nuovi impianti turbogas con tecnologie avanzate, come quella proposta, e con rendimento elettrico molto superiore a quello delle centrali esistenti, d'altronde, non può non essere considerata vantaggiosa alla luce delle necessità, del risparmio specifico (per unità di energia elettrica prodotta) di risorse e della riduzione specifica delle emissioni inquinanti (compresa la CO<sub>2</sub>), della maggiore diversificazione e competitività.

La pesante dipendenza dalla fornitura di gas naturale, almeno nella situazione attuale di fortissima servitù di approvvigionamento da un solo fornitore estero, che si aggraverebbe con le nuove centrali a gas (non si può non ricordare la necessità del ricorso a centrali termoelettriche alimentate a olio combustibile, nella stagione invernale 2005-06, a causa di una riduzione della fornitura di gas naturale dalla Russia) si attenuerà in futuro. E' previsto uno scenario più compatibile sotto il profilo economico e della sicurezza di approvvigionamento di gas naturale con la realizzazione di nuovi gasdotti e con la realizzazione di stazioni di rigassificazione del gas naturale.

#### Normativa

Nella valutazione dell'impatto ambientale e dei costi-benefici della centrale termoelettrica proposta, si è tenuto conto anche delle seguenti normative ed accordi:

- Legge 23 agosto 2004, n. 239 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia", (G. U. n. 215 del 13 settembre 2004);
- Accordo 5 settembre 2002 "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" (G. U. n. 220 del 19 settembre 2002, conferenza unificata Stato-Regioni e Stato-Città ed Autonomie Locali, ex art. 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281);
- DCR n. 57 del 11/11/2004 del Consiglio Regionale del Veneto di approvazione del "Piano regionale di tutela e risanamento dell'atmosfera".

### **3.2 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE**

Il progetto presentato riguarda la realizzazione di una centrale termoelettrica a ciclo combinato da 800 MWe nominali localizzata nel territorio del Comune di Cona, area PIP Cantarana 2.

#### **3.2.1 Ubicazione**

L'agglomerato urbano più vicino risulta la frazione Cantarana a circa 500 m a NE; quindi si trovano gli abitati di Conca d'Albero, Treponti, Monsole, per un totale di 1800 abitanti. Il sito si trova al confine con la provincia di Padova e dista circa 17 km dalla costa adriatica.

Il lotto della Centrale è ubicato nella parte a sud-est di un'area PIP, a sud-est del centro abitato di Cona.

La superficie è totalmente pianeggiante con quote altimetriche comprese tra -1,0 e 0,0 metri s.l.m, mentre la parte settentrionale risulta leggermente più depressa.

L'impianto occuperà una superficie di forma regolare di circa 10 ha (Rif. Tavola QPR01- "Area impianto" SIA). All'interno della stessa area è prevista anche la costruzione della nuova sottostazione elettrica a 380 kV, da collegarsi in entrata ad una linea a doppia terna a 380 kV.

In figura è riportata l'ubicazione dell'impianto Elettra GLL con i tracciati delle opere di servizio alla Centrale (elettrdotto e gasdotto).



Le caratteristiche generali dell'impianto dichiarate dal proponente sono:

Parametro	UdM	Valore
<b>Dimensioni sito</b>		
Superficie di Occupazione Diretta	m <sup>2</sup>	100.000
Volume edificato	m <sup>3</sup>	420.000
<b>Bilancio Energetico dell'Impianto</b>		
Potenza elettrica lorda (0 °C)	MWe	836,92
Potenza elettrica netta (0 °C)	MWe	819,72
Potenza termica in camera combustione	MWt	1.467,02
Scarico termico in ambiente idrico	MWt	0
Scarico termico in atmosfera	MWt	630,10
Rendimento elettrico lordo (0 °C)	%	57,05
Rendimento elettrico netto (0 °C)	%	55,88
Coefficiente di utilizzo	ore/anno	8.000
Produzione nominale di energia elettrica	GWh/anno	6400
<b>Uso di Risorse</b>		
Acqua di raffreddamento	m <sup>3</sup> /h	0
Reintegro al sistema di produzione acqua demi	m <sup>3</sup> /giorno	248
Reintegro acqua per produz. acqua demi da acquedotto	m <sup>3</sup> /giorno	48
Acqua potabile da acquedotto	m <sup>3</sup> /giorno	24
Uso di gas naturale:		
- cond.ne operativa nominale (T=13 °C)	kg/s	14,8 per modulo;
- condizione operativa limite (T = 0 °C)		15,7 per modulo;
Pressione minima gas in ingresso:		
	bar	33
Pressione massima di esercizio:		
		56
Consumo di gas naturale, al carico nominale (T=13°C)	Nm <sup>3</sup> /h	144.390

**Emissioni in atmosfera**

Camini	N°	2
Altezza camini	m	50
Temperatura fumi al camino	°C	102,1
Velocità fumi bocca di uscita	m/s	36
Portata volumetrica fumi (singolo camino)	m <sup>3</sup> /s	717,2
Portata complessiva dei fumi	m <sup>3</sup> /h	5163840
Portata complessiva dei fumi	kg/s	1.384,8
[CO] (rif 15% O <sub>2</sub> , gas secco)	mg/Nm <sup>3</sup>	40
[NO <sub>x</sub> ] (rif 15% O <sub>2</sub> , gas secco)	mg/Nm <sup>3</sup>	50
[PM <sub>10</sub> ] (rif 15% O <sub>2</sub> , gas secco)	mg/Nm <sup>3</sup>	2 mg/Nm <sup>3</sup> (cfr. integ.ni SIA)
Emissione specifica di CO <sub>2</sub>	kg/MWh	382
Emissione specifica di CO	kg/MWh	0,09
Emissione specifica di NO <sub>x</sub>	kg/MWh	0,17
<b>Opere Connesse</b>		
Elettrodotto aereo	km	3,45
Gasdotto	km	3,00
<b>Durata dei cantieri</b>		
	mesi	30

**Alternative**Alternative di localizzazione

Il Proponente ha considerato altre aree PIP (Salara e Melara) del COSECON S.p.A. Tra le 3 aree industriali del COSECON analizzate (*Controdeduzioni alle osservazioni al SIA presentate alla Regione Veneto – Elaborato n. 1 “Alternative di localizzazione” Settembre 2004 - Rev. 0*), l’area di Cona presenterebbe i seguenti vantaggi:

- ha la maggior superficie disponibile così da garantire non solo l’inserimento di tutte le unità della Centrale e della sottostazione elettrica, ma anche la possibilità di realizzare opportune misure di mitigazione degli impatti visivo ed acustico della Centrale;
- è più prossima alle principali reti infrastrutturali (rete elettrica a 380 kV e rete gas di 1<sup>a</sup> o 2<sup>a</sup> classe);
- è più lontana da centri abitati;
- è più lontana da altre Centrali termoelettriche di grande potenza.

Alla luce di tali considerazioni la scelta dell’area PIP “Cantarana” di Cona risulta, rispetto a tutte le aree considerate disponibili dal COSECON, la più idonea in termini di fattibilità tecnica, efficacia economica e compatibilità ambientale.

Alternative progettuali

Non appaiono esserci alternative alla tipologia di ciclo energetico (TG+TV) per quanto concerne il rendimento e livelli emissivi. La Commissione ha peraltro prescritto l’adozione di un sistema catalitico De-NOx-SCR per migliorare le emissioni in atmosfera.

Alternative basate sull’utilizzo di fonti rinnovabili, ancorché auspicabili, appaiono assolutamente insufficienti a colmare l’attuale pesante deficit produttivo regionale in tempi accettabili.

**OPERE CONNESSE**Gasdotto.

E’ previsto un gasdotto (DN400) interrato per l’allacciamento con il metanodotto di SNAM Ravenna-Mestre, ad una pressione max di 75 bar, in corrispondenza di un impianto PIDI (punto di intercettazione derivazione importante) che verrà appositamente realizzato circa 500 m a SE dell’abitato di Cordenazzetti e che attraversa esclusivamente territori agricoli per uno sviluppo di circa 3,0 km. A presidio della condotta, è prevista la protezione catodica, il controtubo negli attraversamenti stradali, nonché le valvole di sezionamento e la segnaletica previste dalla normativa.

Elettrodotto.

Il collegamento elettrico della Centrale alla Rete di Trasmissione Nazionale avverrà tramite un doppio elettrodotto di raccordo aereo, in semplice terna, che si inserirà in *entra-esce* sull'esistente elettrodotto a 380 kV "Porto Tolle-Dolo" distante circa 3,5 km dal sito.

Nel SIA sono considerate alternative di tracciato e fra queste è scelta quella in doppia linea aerea con sviluppo simile (3,45 km), che attraversa aree agricole e interessa una fascia di territori nella quale le residenze presenti sono a distanze superiori a 200 m dall'elettrodotto.

La simulazione del campo magnetico, generato in condizioni di massima potenza trasmessa, evidenzia il completo rispetto dei requisiti normativi per elettrodotti a 380 kV.

L'accesso al sito della centrale è garantito dalla rete stradale esistente.

**Caratteristiche generali dell'impianto**

L'impianto:

- è costituito da due gruppi di potenza nominale 400 MWe, ognuno composto da turbina a gas, tipo heavy duty, una turbina a vapore a risurriscaldamento, alimentata dal vapore prodotto mediante i gas di scarico della turbina a gas nella caldaia a recupero e da alternatori elettrici, nonché da trasformatori, elevatori, stelli, elettrodotto aereo a doppia linea e allacciante alla rete gas;
- le turbine sono caratterizzate da una produzione di inquinanti che si colloca sui valori più bassi consentiti dalla tecnologia attuale; in particolare i bruciatori del combustore della TG saranno del tipo a secco (DLN) a bassa produzione di NO<sub>x</sub>;
- il gas naturale sarà prelevato dalla Rete di Trasmissione Nazionale SNAM Ravenna-Mestre a una pressione media di circa 75 bar; la portata sarà circa  $15,5 \cdot 2 = 31$  kg/s;
- i gas prodotti dal combustore delle turbine a gas sono convogliati, attraverso condotti, ai due generatori di vapore a recupero (GVR), che producono vapore a tre diversi livelli di pressione: alta pressione (131,2 bar); media pressione (34,8 bar); bassa pressione (4,4 bar);
- il vapore prodotto nella sezione di alta è inviato alla turbina a vapore e si espande fino alla pressione di risurriscaldamento;
- il vapore risurriscaldato è inviato alla sezione di media pressione e da qui è inviato alla sezione di bassa pressione, in cui si espande fino alla pressione del condensatore (0,08 bar)
- la turbina a vapore, a risurriscaldamento, è dotata di un sistema di by-pass dimensionato per la massima portata.

Condensatori ad aria. La condensazione del vapore avverrà con aria, azzerando il fabbisogno di acqua per il raffreddamento. I dati relativi alla geometria ed ai rilasci dei condensatori sono:

- altezza rilascio: 29,0 m
- diametro ventilatore: 7,0 m
- portata volumetrica (per singolo ventilatore): 391,6 m<sup>3</sup>/s
- temperatura al rilascio: T<sub>ambiente</sub> + 20 °C
- velocità rilascio: 10 m/s

Per la temperatura dell'aria in uscita dai condensatori, sulla base dei dati progettuali, si è assunto cautelativamente un incremento di 20,0 °C rispetto alla temperatura ambiente, assunta 13,1 °C (temperatura media annua dell'area vasta).

Le simulazioni eseguite indicano che i rilasci termici della Centrale comportano incrementi trascurabili nella temperatura media annua (*tav. 4.1 "Variazioni della temperatura media annua dovute alle emissioni della Centrale Elettra GLL – Area vasta"*).

Nell'area locale (area di 2 x 2 km centrata sull'impianto) il massimo incremento atteso su base annua si verifica nelle immediate adiacenze della Centrale con un valore di 0,1 °C. L'incremento medio annuo relativa a tutta l'area locale è pari a 0,02 °C. Oltre i 1500 m dall'impianto (area vasta) l'incremento nella

temperatura media annua è inferiore a 0,0005 °C. L'incremento medio atteso per tutta l'area vasta è pari a 0,00014 °C

#### Consumi idrici:

- l'acqua sarà approvvigionata dall'acquedotto dell'insediamento PIP Cantarana, in cui è localizzata la stessa centrale; è previsto un accumulo da 2.000 m<sup>3</sup> e un fabbisogno minimo di 24 m<sup>3</sup>/g usi civili;
- i fabbisogni idrici industriali saranno soddisfatti mediante recupero di acqua piovana e reintegro con acqua di acquedotto; l'acqua industriale (soprattutto acqua di caldaia) scaricata sarà recuperata, tramite evaporazione e successiva demineralizzazione al fine di ridurre i consumi e gli scarichi nell'ambiente (canale di Cuori);
- l'acqua demineralizzata per il reintegro delle perdite del ciclo di potenza a vapore sarà max di 72 m<sup>3</sup>/g, prodotta da un impianto di demineralizzazione a osmosi inversa con utilizzo di acque di ricircolo e meteoriche; indicativamente il consumo di acqua demineralizzata sarà dell'ordine di 13,2 m<sup>3</sup>/h medi, per cui il sistema di produzione è dimensionato per una produttività non inferiore a 316 m<sup>3</sup> al giorno.

I trattamenti sui reflui, a monte del collettamento, consentono di valutare come trascurabili gli effetti sulle caratteristiche del ricettore finale.

#### Scarichi idrici:

- *Reflui sanitari.* Gli scarichi di acque sanitarie (24 m<sup>3</sup>/g) sono convogliati, previo trattamento, alla rete fognaria dell'area industriale.
- *Reflui di processo.* I reflui di processo (48 m<sup>3</sup>/g in casi eccezionali, 0 m<sup>3</sup>/g usualmente) sono neutralizzati e chiarificati e quindi scaricati nella rete fognaria bianca dell'area industriale che convoglierà i reflui al Canale dei Cuori.

#### Emissioni in atmosfera:

- la centrale, presenta una sorgente continua di emissioni e una discontinua (le caldaie ausiliarie) che funzionerà solo per qualche ora/anno nella fase di avviamento del gruppo e quando la TG fosse fuori esercizio; le emissioni sono costituite da due canne fumarie racchiuse in camini di altezza di 50 m dal piano campagna;
- le emissioni gassose garantite dal costruttore e indicate nel SIA, riferite a fumi secchi con il 15% di O<sub>2</sub> libero, hanno un valore massimo di 30 mg/Nm<sup>3</sup> per il CO e di 50 mg/Nm<sup>3</sup> per gli NOx (media annuale). Esse derivano dalla combustione delle turbine a gas (TG), convogliate in atmosfera tramite i camini dei due generatori di vapore a recupero (GVR), di altezza pari a 50 m e diametro di 5 m. In sede di integrazioni al SIA è stata considerata anche l'emissione di PM<sub>10</sub> e PM<sub>2,5</sub> pari a 2 mg/Nm<sup>3</sup>;
- la velocità di uscita dei fumi dal camino è di 33 m/s, alla temperatura di 102,1 °C, (la velocità è 25 m/s se riferita alla portata volumetrica in condizioni standard di temperatura 0°C);

#### Produzione di rifiuti:

- i rifiuti prodotti dalla centrale derivano principalmente da attività di manutenzione e di esercizio degli impianti e includono rifiuti speciali non pericolosi e pericolosi; la gestione dei rifiuti è regolata in tutte le fasi del processo produttivo, stoccaggio, trasporto e smaltimento, in conformità alla normativa vigente e da apposite procedure interne. Parte di questi potranno risultare inquinati da incrostazioni di oli o grassi; sarà attuata, quindi, una raccolta separata e relativo smaltimento in conformità con il D.Lgs. 22/97.

#### Emissioni di rumore e mitigazioni acustiche:

- in fase di esercizio le apparecchiature potenzialmente rumorose sono: trasformatori; compressore della TG; turbina a gas (TG); turbina a vapore (TV); percorso fumi dalla TG al GVR; generatore di vapore a recupero (GVR); camino; pompe di alimento caldaia; caldaie ausiliarie; stazione pompe di raffreddamento; stazione di compressione dell'aria;
- sulle apparecchiature rumorose sono installati sistemi di insonorizzazione (peraltro migliorati in modo sostanziale in sede di integrazioni al SIA).

I contributi maggiormente significativi derivano dai condensatori ad aria, dalle sale macchine, dai filtri di aspirazione aria delle due turbine a gas e dalle caldaie a recupero.

Non risulta possibile agire sui livelli di emissione sonora generati dai condensatori ad aria in quanto le potenze e gli spettri sonori considerati nell'analisi riportata nello S.I.A. sono già relativi a macchine dotate dei dispositivi atti a minimizzarne le emissioni sonore. L'unico strumento per limitare il contributo di tali sorgenti sarebbe il ricorso a barriere fonoassorbenti, di non trascurabile impatto visivo data l'altezza, o la riduzione della velocità dei ventilatori (possibile in quanto la Centrale potrebbe essere esercitata a carico ridotto durante il periodo notturno).

Elettra ha deciso di non imporre l'adozione di tali misure ma di intervenire sulle emissioni sonore prodotte:

- sala macchine: la potenza sonora emessa da ciascuna sarà ridotta adottando, quali tamponamenti delle pareti esterne e della copertura, pannellature fonoassorbenti ad elevate prestazioni di tipo "sandwich" composte da una parete esterna in lamiera piena grecata, un doppio strato interno di isolante termoacustico con setto intermedio impedente e da una lamiera interna zincata microforata,
- filtri di aspirazione delle turbine a gas: la potenza sonora emessa sarà ridotta mediante l'inserzione di pareti in materiale fonoassorbente all'interno della struttura, a valle della camera filtri, parallele al senso del flusso dell'aria, e migliorando la qualità delle pannellature fonoassorbenti esterne,
- caldaie: la potenza sonora emessa sarà ridotta mediante l'adozione di coibentazione in materiale fonoassorbente per le tubazioni e le valvole di regolazione posizionate nella parte superiore della caldaia, esternamente all'involucro in prossimità dei corpi cilindrici, e dimensionando opportunamente lo spessore dell'involucro della caldaia stessa.

Tali barriere, oltre ad avere effetto schermante dal punto di vista paesaggistico, risulteranno utili ai fini acustici nei confronti del ricettore Corte Laura.

L'insieme delle barriere arboreo-arbustive previste, che consentono una mitigazione degli impatti paesaggistici ed acustici, sono riportati nell'elaborato n. 3 "*Chiarimenti in merito alle opere di mitigazione e compensazione previste nel progetto*" - luglio 2007. Altri interventi sono relativi alla lottizzazione PIP.

Mediante il modello SoundPlan sono state eseguite nuove simulazioni dei livelli di rumorosità conseguenti alla implementazione delle modifiche dei dati di input relativi alle più significative sorgenti sonore della Centrale, come sopra descritto.

I risultati di tali simulazioni, indicanti i livelli sonori generati nell'area circostante la Centrale in conseguenza dell'esercizio della stessa, sono riportati nella Tavola 7.1, allegata alla documentazione inviata. Sono riportati i livelli sonori attesi in corrispondenza della facciata maggiormente impattata di ciascun ricettore sensibile indagato.

I risultati delle simulazioni dimostrano che, a seguito degli interventi adottati, è rispettato non solo il valore limite assoluto di immissione ma anche il valore limite differenziale, sia diurno che notturno, per tutti i ricettori indagati. Esiste peraltro il rischio che possa essere superato il limite per i ricettori più vicini (corte Laura e corte Concola).

#### **Mitigazioni paesaggistiche e compensazioni ambientali.**

Sono state definite aree di mitigazione ambientale in modo da armonizzare il nuovo impianto con il paesaggio e l'ambiente circostante.

Le opere proposte da Elettra al fine di mitigare l'impatto visivo e paesaggistico della Centrale, riguardano la Documentazione aggiuntiva – Elaborato n. 3: "*Chiarimenti in merito alle opere di mitigazione e di compensazione previste nel progetto*" Luglio 2007 - Rev. 1; trattasi di filari arborei ed arbustivi e aree miste piantumate con alberi ad alto fusto. In particolare è prevista:

- 1) Piantumazione a bosco di un'area di 25.000 mq posta nei pressi dell'abitato Cantarana (contr. con il n° 1 nel disegno allegato alla documentazione);

- 2) Asservimento di due zone da destinare alla realizzazione di due fasce arboree (contr. con il n° 2 e 3 nel disegno allegato alla documentazione);
- 3) Filari arborei da realizzare nelle zone indicate con le lettere a, b, c nel disegno allegato alla documentazione;
- 4) Pista ciclabile (indicate con le lettere d) nel disegno allegato alla documentazione) da realizzare lungo il canale che convoglierà gli scarichi idrici del nuovo insediamento produttivo al canale dei Cuori con la posa di idonea alberatura da ambo i lati della pista ciclabile lungo l'alveo del canale.

L'intervento proposto prevede innanzitutto l'asservimento di due aree, situate in zona agricola, da destinare alla realizzazione di due fasce arboree con piante a rapido accrescimento:

1. la prima fascia si estende per tutta la lunghezza del lato sud-est del confine di Centrale;
2. la seconda fascia è posizionata lungo la sponda del canale che convoglierà gli scarichi idrici della nuova area produttiva al Canale dei Cuori. Tale fascia arborea, a partire dall'angolo sud-ovest del lotto destinato alla Centrale, si sviluppa in direzione sud-est, verso l'insediamento abitativo di Corte Laura.

Queste due aree a bosco, unitamente alle alberature lungo il perimetro della Centrale, mitigano l'impatto paesaggistico della Centrale rispetto ai ricettori statici presenti nelle aree limitrofe (Corte Laura, Corte Marte, Concola, Corato, Brusio), nonché rispetto alla strada provinciale SP 87.

Inoltre è proposto l'inserimento di filari arborei ubicati in posizioni strategiche, tali da diminuire la visibilità dell'impianto rispetto ai ricettori statici e dinamici presenti sul territorio. Tali misure si raccordano, per posizione e scelta delle alberature, con gli interventi di arredo a verde previsti dal Piano per gli Insediamenti Produttivi all'interno del comparto industriale.

Le alberature che costituiscono i filari e le aree boschive sono costituite da specie arboree autoctone, scelte in base alle caratteristiche vegetazionali dei luoghi ed in base alle specie arboree già previste dal P.I.P. per la realizzazione delle misure a verde nell'ambito dell'area industriale.

La strada SP87, in diretta prossimità dell'area di costruzione, presenta un flusso giornaliero di circa 4000 veicoli, di cui 88% passeggeri, 8% commerciali leggeri e 4% commerciali pesanti. Nello SIA è evidenziato il tracciato preliminare dell'autostrada Nuova Romea E55, che verrebbe a collocarsi ad est della stessa, ad una distanza di circa 1 km.

### **Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.**

Il proponente dichiara di essere proprietario di quattro impianti idroelettrici (Paraviso, Timazzo, Poltragno e Govine) capaci di 55,84 GWh/anno; inoltre ha acquisito da WIN.de S.r.l. progetti eolici per una potenza complessiva di ca. 100 MW.

### **3.2 QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE**

Le componenti ambientali analizzate sono:

1. atmosfera
2. ambiente idrico
3. sottosuolo
4. flora e fauna
5. ecosistemi terrestri ed acquatici
6. paesaggio
7. salute pubblica
8. rumore e vibrazioni
9. radiazioni ionizzanti e non
10. componente sociale

**1. ATMOSFERA****a) Atmosfera ante-operam**

- la piovosità è variabile durante l'anno, con valore complessivo di poco superiore a 700 mm/a;
- la temperatura media annua è di 13 °C, con escursioni medie di 20-21 °C; l'umidità relativa risulta sempre elevata;
- la caratterizzazione meteo-climatica dell'area vasta è stata fatta utilizzando i dati della stazione di Padova (continentale) e di quella di Tesserà-VE (litorale) e un indice di continentalità;
- le calme di vento sono molto frequenti (dal 42% annuo a Tesserà al 62% di Padova), con ventilazioni più intense in primavera/estate; i venti predominanti sono da NE in autunno/inverno e da E, SE e NE in primavera/estate;
- frequenze nebbie: nello SIA si riporta il 6% di ore di nebbia all'anno, particolarmente concentrate nel periodo invernale (14% dei casi nel periodo dic-gen-feb)
- per le classi di stabilità atmosferica sono state utilizzate le elaborazioni Enel-AM, da cui risulta che quelle più frequenti sono neutralità (D) e stabilità (F, G);
- il sito è caratterizzato da condizioni meteo favorevoli ai rilasci in quota, soprattutto in autunno/inverno;
- per la qualità dell'aria sono stati analizzati i dati delle stazioni delle Province di Venezia, Padova e Rovigo, considerando in particolare quelle di Piove di Sacco e di Adria;
- dal proponente è stata condotta (dal 14/01/2003 al 23/01/2003) una campagna di rilevamento della qualità dell'aria in corrispondenza di due ricettori posti nelle vicinanze del sito (Corte Laura e A.A. Cantarana), misurando CO, NO<sub>x</sub>, CH<sub>4</sub>, SO<sub>2</sub>, O<sub>3</sub> e HT;
- nell'area vasta (Piove di Sacco) il limite annuo per NO<sub>x</sub> e CO non risulta mai superato, mentre si rilevano valori che superano (autunno/inverno) il limite di attenzione per O<sub>3</sub> e particolato;

**b) Atmosfera in fase di cantiere**

- gli impatti di cantiere dovuti alle emissioni delle macchine operatrici sono temporanei, reversibili e limitati nello spazio, con conseguenti effetti non significativi;
- non è prevista la realizzazione di nuove strade a servizio della centrale. I lavori di scavo per le opere di fondazione e di reti interrato sono stimati nell'ordine di 25000 m<sup>3</sup>.
- traffico indotto: valore massimo di 150 veicoli/giorno, più 15-30 betoniere/giorno per il trasporto del calcestruzzo per un periodo di due mesi e 4-5 automezzi/giorno per le attività di montaggio.
- PM<sub>10</sub>: la presenza del cantiere altera significativamente la preesistente situazione solo nell'intorno del cantiere stesso. All'interno dell'area di cantiere le concentrazioni al suolo non raggiungono i 30 ug/m<sup>3</sup>. In corrispondenza di particolari lavorazioni, può essere superato il limite medio giornaliero. Sono stati individuati vari sistemi di mitigazione;
- emissioni di NO<sub>x</sub>, PTS e PM<sub>10</sub> dovute al traffico dei mezzi di cantiere: quantificate solo le emissioni di PM<sub>10</sub> e PTS (rispettivamente di 174 e 363 kg/ettaro al mese);

**c) Atmosfera post-operam**

- sul lungo periodo (stagioni/anno) non comporta rilevabili alterazioni della qualità dell'aria attesa;
- sul breve periodo (ora) la situazione attesa è da considerarsi accettabile e lontana da situazioni di criticità;
- per la valutazione degli impatti sulla qualità dell'aria è stata effettuata la simulazione utilizzando il modello ISC3 nelle versioni "short term" (ST) e "long term" (LT) e prendendo in esame scenari con il funzionamento della sola centrale in esame e quello con contemporaneo esercizio della centrale di Loreo (West Energy), ed assumendo i valori di emissioni alla massima potenza in entrambi gli scenari esaminati;
- i dati delle simulazioni ST e LT, mettono in evidenza ricadute NO<sub>x</sub>, CO ampiamente al di sotto dei limiti di normativa in entrambi gli scenari considerati, non dando quindi luogo a incrementi significativi;
- in sede di integrazioni al SIA il proponente ha effettuato la simulazione anche per PM<sub>10</sub> e PM<sub>2,5</sub>, assumendo valori di emissione desunti da altri progetti e dalla letteratura specializzata; i dati ottenuti con simulazioni ST, per considerare le ricadute in condizioni di maggiore criticità ambientale hanno, anche per questi parametri, evidenziato incrementi non significativi;

- le simulazioni condotte in condizioni di calma di vento, con l'impiego del modello CALPUFF, hanno evidenziato valori incrementali trascurabili;
- la simulazione delle ricadute di vapore d'acqua risulta insignificante rispetto ai valori usuali caratteristici della zona della umidità relativa;
- insignificanti sono gli effetti previsti sulla temperatura locale dovuti alla diffusione dell'aria calda generata dai condensatori del circuito di potenza a vapore; queste condizioni sono verificate anche nello scenario di funzionamento contemporaneo delle centrali Elettra GLL e West Energy.

## VALUTAZIONI DI ARPAV

### Protezione della salute umana

L'impatto diretto più rilevante sulla qualità dell'aria è inerente l'emissione di NO<sub>x</sub>.

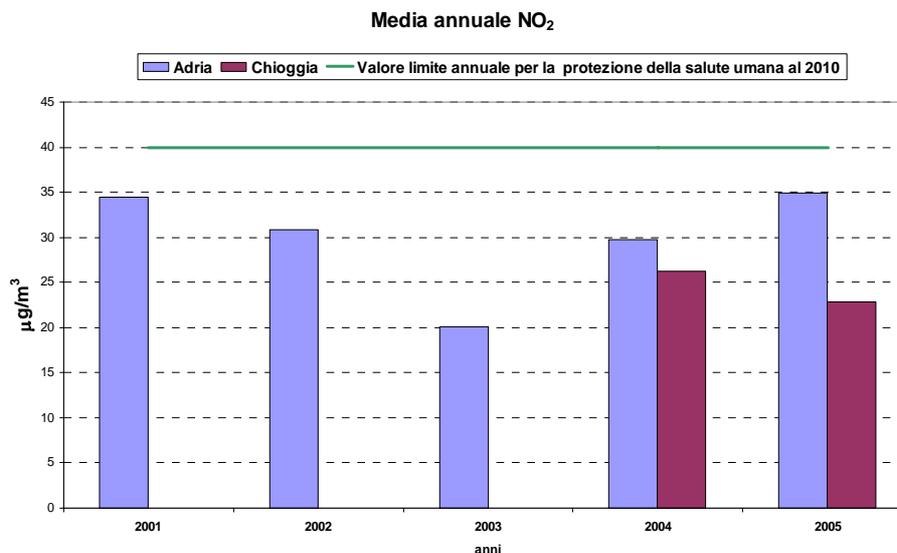
#### 1) OSSIDI DI AZOTO

Per la protezione della salute umana, il DM 60/02 ha fissato valori limite per alcuni inquinanti atmosferici (data entrata in vigore 1° gennaio 2010):

- valore limite annuale per NO<sub>2</sub>: 40 µg/m<sup>3</sup>;
- valore limite orario annuale per NO<sub>2</sub>: 200 µg/m<sup>3</sup> da non superare più di 18 volte per anno civile.

#### Valore limite annuale:

*ANTE-OPERAM:* Nel territorio di Cona le stazioni fisse della rete di qualità dell'aria dell'ARPAV più vicine sono Chioggia a 15 chilometri verso Est e Adria, a 16 chilometri verso Sud. Nell'ultimo quinquennio le stazioni hanno registrato i seguenti dati:



*POST-OPERAM:* Le applicazioni modellistiche devono focalizzare l'incremento dei livelli di concentrazione degli inquinanti primari dovuto alle emissioni delle centrali. Per quantificare l'impatto sui recettori è necessario sommare il contributo diretto ottenuto dalle stime modellistiche ai livelli presenti nell'area in cui sarà posta la nuova sorgente.

La quantificazione dell'impatto dovrebbe essere quindi effettuata attraverso il confronto con i limiti di qualità dell'aria vigenti delle ricadute stimate sommate ai valori di *background*.

L'impatto diretto della centrale è stimato dell'ordine al massimo di 1,0 µg/m<sup>3</sup> come media annuale, non particolarmente rilevante quindi rispetto al *background* ante-operam.

Data l'intensa spinta meccanica e di galleggiamento dei fumi, si stimano ricadute massime di qualche µg/m<sup>3</sup> come valore medio annuale.

**Valore limite orario:**

Un dato importante è la stima delle frequenze di episodi acuti che possono provocare superamenti dei valori limite orari su recettori sensibili (centri abitati e aree turistico/naturalistiche).

**ANTE-OPERAM:** Nel quinquennio 2001-2005 nelle stazioni di Adria e di Chioggia (con dati solo nel biennio 2004-2005), non si è verificato alcun episodio di superamento del limite orario per la protezione della salute umana di  $200 \mu\text{g}/\text{m}^3$  per  $\text{NO}_2$ . Anche durante i 48 giorni delle due campagne di misura svolte a Cona non sono stati registrati superamenti di  $200 \mu\text{g}/\text{m}^3$  per l' $\text{NO}_2$ : il valore più alto è stato di  $122 \mu\text{g}/\text{m}^3$ .

**POST-OPERAM:** Si stimano, benché molto rari, valori medi orari massimi nell'ordine del centinaio di  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ .

**2) INQUINANTI TRACCIANTI PER LO SMOG FOTOCHIMICO**

Per fornire un quadro completo degli impatti sulla matrice aria è necessario considerare l'impatto indiretto delle emissioni che, nel caso di una centrale a turbogas, è principalmente dovuto all'emissione di ossidi di azoto che sono precursori dello smog fotochimico e delle polveri secondarie.

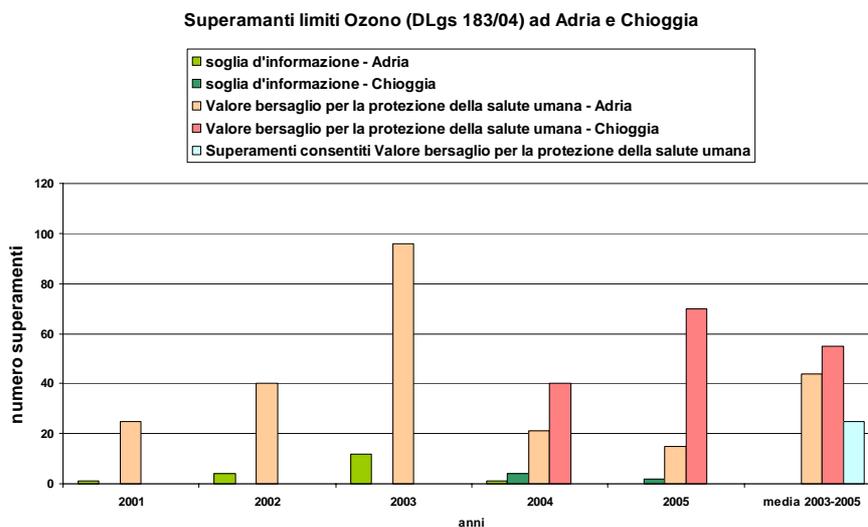
La centrale è posizionata in una zona con disponibilità di emissioni di COV, perché emessi dalle superfici verdi e coltivate dell'area rurale limitrofa. Inserire in questo contesto, definito  $\text{NO}_x$ -limitante per gli equilibri di reazione dello smog fotochimico, ulteriori emissioni di ossidi di azoto significa incrementare la disponibilità di reagenti per le reazioni fotochimiche.

Il quadro relativo all'inquinamento fotochimico è presentato attraverso il parametro ozono. I limiti introdotti dal Dlgs 183/04 sono:

- soglia d'informazione:  $180 \mu\text{g}/\text{m}^3$  per la media oraria;
- soglia d'allarme:  $240 \mu\text{g}/\text{m}^3$  per la media oraria;
- valore bersaglio per la protezione della salute umana:  $120 \mu\text{g}/\text{m}^3$  per il massimo giornaliero della media mobile su 8 ore (da non superare per più di 25 giorni per anno civile come media su 3 anni).

La verifica del conseguimento dei valori bersaglio per le concentrazioni di ozono nell'aria dovrà essere effettuata, per i valori concernenti la protezione della salute umana, per la prima volta nel 2013 sulla base della media dei superamenti dei tre anni precedenti, e, per i valori concernenti la protezione della vegetazione, per la prima volta nel 2015, sulla base della media dei superamenti dei cinque anni precedenti.

**ANTE-OPERAM:** Nel grafico seguente sono riassunti i superamenti avvenuti nell'ultimo quinquennio ad Adria e Chioggia dei limiti introdotti dal Dlgs 183/04:



Durante i 48 giorni delle campagne di misura a Cona si sono registrati: 1 superamento della soglia di informazione, il 20 giugno 2004 e 11 superamenti del Valore bersaglio per la protezione della salute umana, di cui 10 relativi alla campagna estiva eseguita nel periodo 17 giugno – 19 luglio 2004.

Superamenti della soglia d'informazione per l'ozono sono stati registrati durante i mesi estivi nella maggior parte delle stazioni di qualità dell'aria della regione, confermando il carattere diffuso e trans-regionale di questo inquinamento.

*POST-OPERAM:* Il grafico dimostra come nel territorio di Cona, pur essendo alla data attuale molto lontani dal rispetto dei valori bersaglio per la protezione della salute umana, - in vigore dal 2013 - nell'ultimo quinquennio gli episodi di inquinamento fotochimico, con superamento della soglia di informazione, sono stati abbastanza rari; non si è invece registrato alcun episodio di superamento della soglia di allarme né ad Adria, né a Chioggia. Non appare, considerata la stima di modesto incremento di NO<sub>x</sub>, che tale fase possa apportare un incremento significativo della concentrazione di O<sub>3</sub>.

### **3) POLVERI**

Per quanto riguarda l'effetto indiretto sull'inquinamento delle polveri si richiama la particolare natura di questo inquinante, in parte direttamente emesso da sorgenti antropiche e naturali, in parte formato in atmosfera in seguito alle reazioni che coinvolgono gas precursori, principalmente NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> e NH<sub>3</sub> (un contributo più ridotto alla componente secondaria delle polveri è data dall'ossidazione dei COV).

Il particolato atmosferico è in realtà un insieme assai eterogeneo di particelle sia per natura che per dimensioni, la diversa dimensione determina anche un diverso tempo di vita medio in atmosfera: le particelle di dimensioni minori (particelle fine in cui la componente secondaria è preponderante) hanno un tempo di vita medio da giorni a settimane e possono dunque essere trasportate per distanze fino a centinaia di chilometri.

Il DM 60/02 prevede per il PM<sub>10</sub> i seguenti limiti di protezione della salute umana:

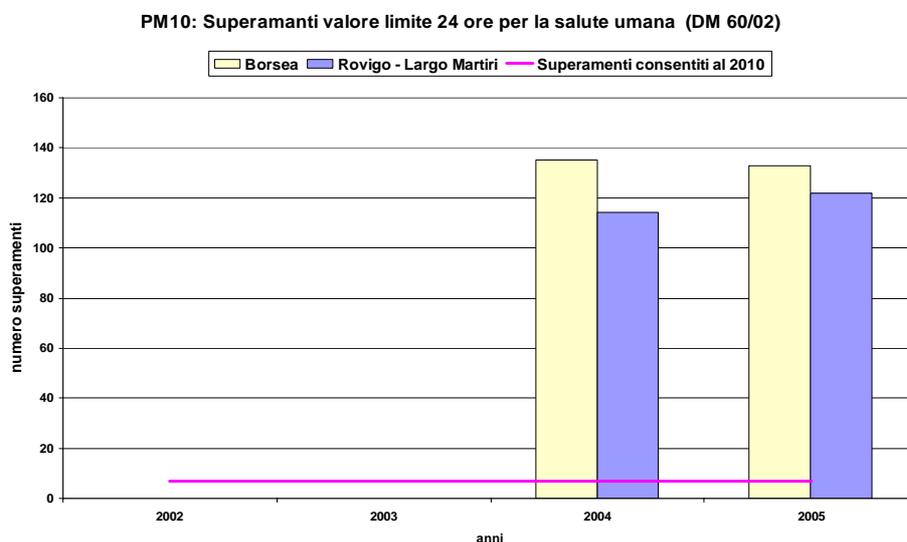
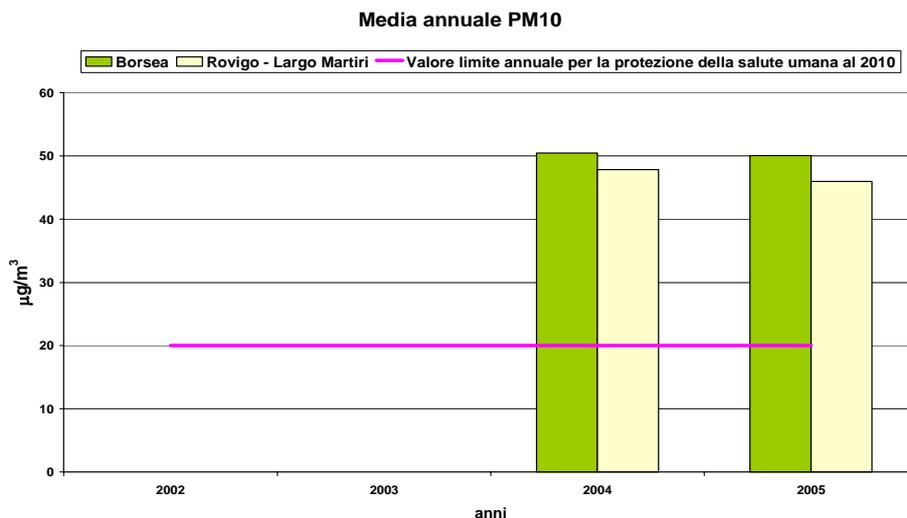
- 40 µg/m<sup>3</sup> valore limite per la media annuale – fase 1;
- 50 µg/m<sup>3</sup> valore limite di 24 ore, da non superarsi più di 35 volte per la fase 1;
- 20 µg/m<sup>3</sup> valore limite per la media annuale – fase 2 (in vigore dal 2010);
- 50 µg/m<sup>3</sup> valore limite di 24 ore, da non superarsi più di 7 volte per la fase 2 (in vigore dal 2010).

*ANTE-OPERAM:* A partire dalle misure di PM<sub>10</sub> effettuate nel corso delle due campagne svolte a Cona, attraverso un metodo che tiene in considerazione la rappresentatività del periodo di monitoraggio rispetto a tutto il corso dell'anno, è stato estrapolato il valore della media annuale per la concentrazione delle polveri PM<sub>10</sub> a Cona. Il valore estrapolato, relativo all'arco annuale 22/03/04-21/03/05, è - al meglio - di 47 µg/m<sup>3</sup>, oppure addirittura di 55 µg/m<sup>3</sup>, se si considerano per l'estrapolazione del valore annuale anche le concentrazioni elevate registrate in alcune delle giornate di monitoraggio e che si pensa siano state causate da emissioni molto locali, non rappresentative del fenomeno ad una scala maggiore. In ogni caso il limite attuale dei 40 µg/m<sup>3</sup> non è rispettato. Secondo i risultati del metodo di estrapolazione non è rispettato nemmeno il limite attuale di 35 giorni di superamenti dei 50 µg/m<sup>3</sup>.

Anche per la stazione di Chioggia si dispongono di misure di PM<sub>10</sub> limitatamente a due periodi stagionali diversi durante i quali la stazione è stata dotata di monitor rilocabile per le PM<sub>10</sub>. A partire dai 69 valori giornalieri di concentrazione è stata estrapolata la media annuale, riferita all'anno 2005, che è risultata 42 µg/m<sup>3</sup>; l'estrapolazione sull'anno dimostra, anche per Chioggia, il non rispetto del limite attuale di 35 giorni di superamenti di 50 µg/m<sup>3</sup> in un anno.

Per completezza d'informazione, di seguito si presentano i dati relativi alle polveri PM<sub>10</sub> registrati nelle stazioni più prossime al sito in questione dotate di monitor fisso per le PM<sub>10</sub>: la stazione di Rovigo e Borsea entrambe a circa 30 chilometri dal sito della centrale.

Si presentano tali dati, dopo aver precisato appunto che la dinamica di formazione e di accumulo delle polveri PM<sub>10</sub> è una fenomenologia a scala ben più ampia di quella locale.



I valori di PM<sub>10</sub> registrati a Borsea e Rovigo dimostrano di essere estremamente lontani dal rispetto dei limiti normativi che saranno in vigore per la fase 2 a partire dal 2010, così come per i limiti attuali, pari a 40 µg/m<sup>3</sup> per la media annuale e a 35 superamenti in un anno per il limite di 24 ore di 50 µg/m<sup>3</sup>.

*POST-OPERAM:* Le nuove emissioni di NO<sub>x</sub> associate all'entrata in funzione della centrale termoelettrica, tanto più perché immesse a quota elevata, entrerebbero dunque nella complessa dinamica di formazione delle polveri atmosferiche che senz'altro è a scala sovra regionale, ovvero di bacino padano.

La pianura padana, infatti, ha caratteristiche peculiari, dovute alla conformazione orografica dell'area: una vasta pianura circondata su tre lati (Nord, Ovest e Sud) da catene montuose che si estendono fino a quote elevate. Le principali caratteristiche climatiche sono dunque il debole regime anemologico e la persistenza di condizioni di stabilità atmosferica. Dal punto di vista dinamico, la presenza della barriera alpina influenza in modo determinante l'evoluzione delle perturbazioni di origine atlantica, causando la persistenza di situazioni di occlusione con capacità dispersive dell'atmosfera assai ridotte per parecchi giorni: per quanto detto, situazioni di accumulo degli inquinanti per le polveri PM<sub>10</sub> divengono critiche in periodo invernale, mentre per i fenomeni fotochimici lo sono in periodo estivo.

Considerazioni della Commissione. L'impatto più critico della centrale appare riguardare le  $PM_{10}$ . La presenza diffusa di polveri fini aerodisperse è una costante di tutto il territorio regionale ed ancor più di tutta la pianura padana.

La Commissione ritiene che non si possa porre su un piano paritetico l'impatto sull'ambiente di un'opera di pubblica utilità considerata necessaria o di interesse prioritario nel contesto territoriale, con altre non aventi le stesse caratteristiche. E' di superiore interesse per la comunità la costruzione di impianti di pubblica utilità, destinati quindi a soddisfare la fornitura di servizi essenziali (acquedotti, fognature, reti elettriche, centrali elettriche, etc.), e ciò anche quando le condizioni ambientali generali preesistenti sono prossime ai limiti o rischiano un leggero superamento. Il raggiungimento di obiettivi di qualità dovrà essere necessariamente raggiunto intervenendo sull'opera e adottando le migliori tecniche disponibili, ed efficaci tecniche di mitigazione, individuando aree meno sensibili e meno inquinate, e adottando tecniche di compensazione ambientale. Nell'ordine, si dovrà quindi intervenire sulle attività esistenti pubbliche e private non di pubblica utilità!

## 2. AMBIENTE IDRICO

- l'area di insediamento ricade all'interno del Consorzio di Bonifica Adige Bacchiglione e in particolare nella zona a scolo meccanico che ha come corpo ricettore il Canale dei Cuori;
- l'area del PIP Cantarana 2 è collocata a circa 1,5 km NO dalla zona indicata come soggetta a possibili allagamenti per esondazione del Canale dei Cuori; secondo il PRG di Cona il PIP Cantarana 2 non ricade nelle aree da considerare interessate da eventuali esondazioni del Canale dei Cuori;
- per la sicurezza idraulica dell'area PIP sono in corso di realizzazione, una cassa di laminazione da 20.000 m<sup>3</sup>, un sistema di due canali di scolo con recapito nel Canale dei Cuori mediante idrovora capace di sollevare 1,6 m<sup>3</sup>/s;
- l'acqua nel Canale dei Cuori ha valori di P 0,05-0,8 mg/l, N 1-20 mg/l e SS 0-170 mg/l;
- nella documentazione integrativa al SIA, sono state previste modifiche sostanziali al ciclo con recuperi di acque meteoriche, stoccaggio da 2.000 m<sup>3</sup> e varianti all'impianto demi, che permettono di contenere normalmente il fabbisogno da acquedotto a 24 m<sup>3</sup>/g per usi igienico sanitari e in emergenza a 48 m<sup>3</sup>/g per quelle di processo, riversando i reflui dai servizi igienici in una Imhoff e quindi nella rete fognaria PIP; i reflui di processo, presenti solo in emergenza sono neutralizzati, se necessario, e quindi scaricati nella rete fognaria dedicata del PIP.

## 3. SUOLO E SOTTOSUOLO

- l'area PIP Cantarana al cui interno è localizzata la centrale, è caratterizzata morfologicamente da tre fasce con andamento N-S di cui la prima, a partire da O (ove è posto il sito) è la meno depressa essendo a quote comprese fra 0 e -1 m s.m.;
- il sito è stato indagato mediante sondaggi geognostici, penetrometrie (CPTU) e prove dilatometriche. Dalle prove effettuate emerge una successione litologica costituita da uno strato superficiale sovraconsolidato (crosta essiccata) cui seguono strati di terreni coesivi e argille normalmente consolidate; dopo i 10-12 m e fino a 20 m si rilevano due strati sabbiosi (sede di distinte falde) separati da uno strato di limi e argille;
- misure effettuate dal CO.RI.LA. confrontate con la CTR 1983, permettono di verificare che il sito non è interessato da subsidenza naturale;
- in fase di costruzione e di esercizio, la produzione di rifiuti sarà contenuta e gestita secondo norma, adottando ove possibile la raccolta differenziata e il riciclaggio; lo spillamento e/o lo sversamento da parte delle apparecchiature sarà controllato adottando le necessarie manutenzioni preventive; al termine dei lavori per la realizzazione del metanodotto e dell'elettrodotta saranno eseguiti i più adeguati ripristini dei suoli agricoli.

## 4-6. FLORA E FAUNA, ECOSISTEMI NATURALI E PAESAGGIO

Il sito interessato dalla centrale ricade nell'area PIP Cantarana del Comune di Cona, dislocata in un territorio essenzialmente agricolo di scarsa valenza naturalistica.

In fase di cantiere gli incrementi dovuti al traffico e ai rumori generali sono temporanei e non significativi; gli impatti dovuti alla generazione delle polveri, peraltro non rilevanti, diventano appena significativi con gli accorgimenti di gestione previsti.

## 7. SALUTE PUBBLICA

Le simulazioni condotte sulla ricaduta di inquinanti evidenziano che non si determinano variazioni significative della qualità dell'aria e analoghe considerazioni valgono per il campo sonoro, mentre quello elettromagnetico prodotto dalle due linee aeree soddisfa con largo margine i limiti della norma; tutto ciò permette di escludere possibili incrementi di impatto sulla salute pubblica.

## 8. RUMORE E VIBRAZIONI

Il Comune di Cona non è dotato di zonizzazione acustica e pertanto i limiti di accettabilità diurni e notturni considerati dal proponente sono quelli del DPCM 14/11/97. La Commissione rileva che tale zonizzazione è in corso: il Consiglio comunale di Cona, con delibera n°18/2007 in data 27.05.2007, ha adottato il piano di zonizzazione acustica comunale.

Per le simulazioni in fase di cantiere e di esercizio, è stata ipotizzata una zonizzazione sul contorno del PIP (classe VI) prevedendo una fascia di profondità di 150 m in classe V, e quindi fasce in classe IV e III; in una fascia di profondità di 750 m sono stati individuati quattro ricettori (più vicini: **Concola V nord est, Corte Laura IV a sud**; Corato III a ovest (oltre la strada SP87) e più distante, Corte Barison III a est).

Ante-operam. L'attuale clima acustico è determinato dalle attività agricole e dal traffico della SP87. La caratterizzazione acustica è stata effettuata con una campagna di due giorni (16/09/02 e 20/09/02), condotta con le modalità del D.M. 16/03/98; nei tre punti di misura sono stati rilevati la rumorosità complessiva (Leq) e l'andamento nel tempo. Le misure hanno evidenziato il rispetto dei limiti di immissione in assenza di zonizzazione, ed anche di quelli previsti per la classe III nel periodo diurno e notturno.

Fase di cantiere. La simulazione per la fase di cantiere (periodo diurno) e di esercizio (24 ore) è stata fatta con il modello Sound Plan, utilizzando per le sorgenti di cantiere i dati US-EPA.

Post-operam. Nella simulazione sono state considerate le potenze e gli aspetti delle principali e più rumorose sorgenti continue della CTE; i risultati evidenziano il rispetto dei limiti normativi di immissione nei quattro ricettori, ma non il rispetto dei differenziali per Concola e Corte Laura, ipotizzando per questi la sostituzione degli infissi. In corrispondenza dei ricettori sensibili (edifici residenziali), i livelli sonori generati dall'esercizio risultano sempre inferiori ai valori limite di immissione per il periodo notturno.

Al fine di rientrare nei limiti, in sede di integrazioni al SIA sono state previste modifiche progettuali al potere fonoisolante degli involucri di contenimento delle apparecchiature; con le nuove simulazioni sono rispettati anche i differenziali per Concola e Corte Laura.

I centri abitati più vicini al sito della centrale sono Cantarana ed i nuclei di Concola, Corte Barison, Corte Laura, Località Brusio e Corte Marte. Nello SIA si stima una presenza di 1800 abitanti in un intorno di 2x2 km<sup>2</sup> e un totale abitanti nei Comuni limitrofi di 78000 (dati ISTAT 2001).

## 9. RADIAZIONI IONIZZANTI E NON IONIZZANTI

L'impianto non dà luogo a emissioni ionizzanti; sono da considerare solo i campi elettrici e magnetici generati dall'elettrodotto aereo.

Nella fase di cantiere non sono generati campi E.M. tali da interessare le aree esterne a quella di sedime della centrale.

Il tracciato dell'elettrodotto è stato determinato in modo da rispettare in corrispondenza delle case e/o degli edifici agricoli sparsi lungo il percorso, che si trovano a distanze sempre superiori ai 200 m, il limite di 0,2 µT per l'induzione magnetica è pertanto ampiamente rispettato.

## 10. COMPONENTE SOCIALE

- in fase di cantiere si verifica un impatto positivo sull'occupazione in quanto si prevede l'utilizzo, per gran parte del lavoro, di manodopera locale per un periodo di 2 anni;

- in fase di esercizio l'impatto positivo si avrà soprattutto per la fase di gestione e per le operazioni di manutenzione, da effettuare con una struttura esterna.

Nello SIA si dichiara che l'area è esclusa da siti di particolare interesse storico-artistico.

#### 4. SIC e ZPS: VALUTAZIONE DI INCIDENZA

Sono presenti esternamente all'area di intervento alcune aree di interesse comunitario:

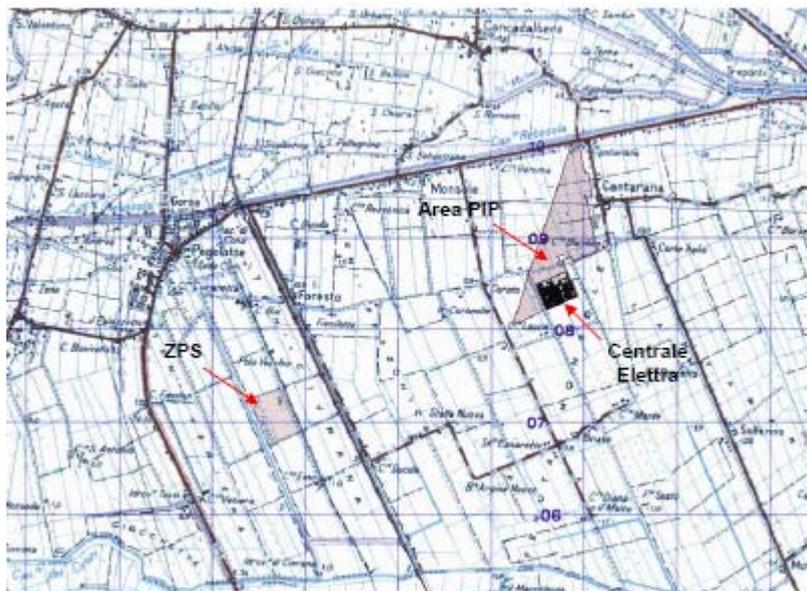
- ZPS Garzaia della tenuta Civrana e Rezzonica a circa 3 km a OSO
- ZPS di Bosco Nordio a 14 km a SE
- SIC di Palude Marice a circa 6 km a SO.

La Guida metodologica per la valutazione di incidenza della Regione Veneto afferma che *“la relazione di valutazione di incidenza non è limitata a piani e progetti ricadenti esclusivamente all'interno dei territori proposti come SIC o ZPS, ma anche in considerazione di interventi che, pur sviluppandosi al di fuori di tali aree, possano comunque avere incidenze significative su di esse”*.

In questa casistica ricade la Centrale Elettra, ubicata al di fuori della ZPS *“Garzaia della Tenuta di Civrana e Rezzonica”* ad una distanza di circa 3 km.

Per le possibili interazioni con il sito interessato, è stata chiesta la valutazione di incidenza, fornita con la documentazione aggiuntiva – Elaborato n. 2 *“Valutazione di Incidenza relativa all'esercizio della Centrale sulla ZPS n. IT3250043- Garzaia della Tenuta Civrana e Rezzonica”* - Giugno 2006 - Rev. 0, nonché un aggiornamento della Valutazione d'Incidenza Ambientale, acquisita con prot. n. 381606/45.07 del 05/07/2007.

La figura sotto illustra la localizzazione della ZPS rispetto al sito in cui è prevista la realizzazione della Centrale, posto all'interno dell'area PIP *“Cantarana 1 e 2”*.



Localizzazione della ZPS e della Centrale nell'Area PIP

A circa 3 km dal sito della Centrale, in direzione Ovest-Sud Ovest, è presente un'area umida interna alla Tenuta Civrana e Rezzonica, in cui ha sede l'unica garzaia di terra della bassa veneziana. A tale sito è stato conferito nel 2004 lo status di Zona di Protezione Speciale (ZPS).

La peculiarità dell'area consiste nella presenza di un'area umida artificiale in area continentale caratteristica per la presenza di avifauna di interesse comunitario. Essa contiene laghi eutrofici naturali con vegetazione del Magnopotamion o Hydrocharition; trattasi di un Habitat non prioritario. Per quanto

concerne la fauna, nel sito sono presenti specie avicole considerate prioritarie ai sensi della direttiva 79/409/CEE (definita direttiva "Uccelli") riportati nella scheda Bioitaly.

La Tenuta Civrana è situata in località Pegolotte di Cona (Comune di Cona), tra gli abitati di Cavarzere, Cona e Monsole, e confina con il Centro Privato di Produzione Selvaggina della Tenuta Civranetta.

Si tratta di un'Azienda faunistico-venatoria con una superficie di circa 360 ha, sorta in seguito alla bonifica degli anni trenta; si trova al di sotto del livello del mare con altimetrie che variano da 0,10 a 2 m.

La ZPS si trova all'interno della tenuta, occupa una superficie di circa 24 ha ed è caratterizzata dalla presenza di una garzaia posta in un'area recintata di circa 10 ha, ove la proprietà ha creato, nel 1985, uno stagno poco profondo, ampio circa 2 ettari.

L'area recintata comprende spazi incolti, colture a perdere e un boschetto caratterizzato da una superficie inferiore ad 1-1,5 ha. L'area boscata più estesa delimita parzialmente la zona umida ed è rappresentata da circa 1,5 ha di bosco a dominanza di *Populus canescens*.

L'azienda faunistico-venatoria attua all'interno dell'area della tenuta una certa diversificazione colturale con applicazione di ampie rotazioni.

L'importanza naturalistica della ZPS "Garzaia della Tenuta di Civrana e Rezzonica" è principalmente ornitologica, anche se sono presenti mammiferi quali nutrie, volpi, faine, lepri. Nel periodo febbraio 2004 - febbraio 2005 sono state rilevate 134 specie di uccelli, di cui 63 appartengono all'ordine dei Passeriformi e 71 ad altri ordini. Una delle maggiori peculiarità dell'area consiste nella presenza di un'area umida artificiale; si tratta di un habitat collocato negli specchi di acqua ferma il cui destino è di essere colmato soprattutto per l'avanzamento della vegetazione palustre di grandi alofite riparali (canneti ad esempio). In ambiente eutrofico il processo risulta relativamente veloce e in condizioni ipertrofiche vi si possono verificare fenomeni di proliferazione algale che tendono a soffocare la vegetazione macrofita.

L'eventuale incidenza dell'opera è stata verificata rispetto alle fasi di costruzione, esercizio e dismissione, anche relativamente alla loro reversibilità/irreversibilità.

In fase di costruzione, tenuto conto della distanza della ZPS, dell'esigua entità delle emissioni e degli interventi di mitigazione previsti per ridurre le polveri, non risultano imputabili impatti significativi sull'area umida.

I possibili impatti potrebbero verificarsi in fase di esercizio, con particolare riferimento a: a) emissioni in atmosfera di NOx e CO, b) rumore, e c) possibile collisione da parte degli uccelli con l'elettrodotto di allacciamento in progetto.

#### Incidenza sugli habitat:

I possibili impatti causati dall'esercizio della Centrale sull'habitat della ZPS sono determinati da:

- variazione del regime idrico. Il funzionamento della Centrale prevede l'utilizzo del condensatore ad aria che consente di azzerare il consumo di acqua di raffreddamento,
- contaminazione dell'acqua. In fase di esercizio gli effluenti di origine sanitaria saranno convogliati nel sistema fognario consortile, mentre, come già esplicitato nei paragrafi precedenti, non vi sarà alcuno scarico di acque di processo al collettore a servizio dell'area industriale con recapito finale nel Canale dei Cuori. Inoltre le acque in ingresso alla ZPS provenienti dalla rete superficiale di canali che derivano dal Canale dei Cuori sono già attualmente sottoposte a fitodepurazione, per mezzo di un bacino di circa 8 ettari; nonostante le acque in ingresso alla ZPS derivino da un'area a forte pressione agricola, ancorché sottoposte a fitodepurazione, l'impatto non appare significativo; la Centrale Elettra non potrebbe comunque generare alcun impatto, dato che si trova situata a valle della ZPS,
- emissioni in atmosfera. Per quanto riguarda l'impatto che potrebbe risultare sull'habitat dall'esercizio della Centrale dovuto alle emissioni in atmosfera di CO, NOx e PM<sub>10</sub>, gli incrementi di concentrazione non sono significativi soprattutto ad una distanza di 3 km dalla fonte di emissione, tenendo altresì in considerazione il livello di inquinamento atmosferico attuale. Dall'analisi dei risultati delle simulazioni emerge infatti che tali valori sono abbondantemente al di sotto delle soglie fissate dal DM n.60 del 2 Aprile 2002 per la protezione della vegetazione,

- variazioni di temperatura ed umidità. Non appaiono significative in relazione alla conservazione dell'habitat anche in funzione della distanza della ZPS rispetto alla Centrale. Infatti, oltre 1500 m dall'impianto l'incremento nella temperatura media annua è inferiore a 0,0005 °C e l'incremento medio atteso per tutta l'area vasta è pari a 0,00014 °C. Per quanto riguarda l'umidità relativa la massima variazione negativa si registra in corrispondenza della Centrale pari a - 0,022 UR%.
- La variazione media dell'umidità relativa attesa su tutta l'area vasta è nulla (valore calcolato - 0,00005 UR%). Le variazioni indotte dall'esercizio della Centrale sull'umidità relativa e sulla temperatura non provocano nessuna alterazione al microclima della ZPS.
- Poiché già ad una distanza di qualche centinaio di metri dalla fonte di emissione gli incrementi di concentrazione di NOx e CO risultano poco significativi e al di sotto dei limiti di legge per la protezione della salute umana e della vegetazione, si può concludere che non ci siano impatti significativi sull'avifauna.
- Le simulazioni eseguite evidenziano che la presenza di due centrali nell'area vasta modificano in modo del tutto marginale la distribuzione delle concentrazioni degli inquinanti attese al suolo.

#### Elettrodotto

La componente faunistica potenzialmente più a rischio è rappresentata dall'avifauna: gli uccelli sono, infatti, le specie che risentono maggiormente degli effetti negativi interconnessi con la presenza di una linea elettrica.

La mortalità dell'avifauna causata dalle linee elettriche si manifesta sia sotto forma di elettrocuzione (ossia di folgorazione, quando l'animale posandosi su un sostegno entra in contatto con conduttori in tensione), sia come urto violento dovuto all'impatto degli uccelli contro i conduttori tesi tra i sostegni delle linee elettriche (collisione).

Per l'elettrodotto in progetto, trattandosi di una linea ad alta tensione, per geometria dei sostegni e distanza tra i cavi (i conduttori sono troppo lontani) risulta poco probabile il rischio di elettrocuzione. Più elevato è il rischio di collisione, infatti, il conduttore neutro posizionato più in alto, sottile e meno visibile degli altri cavi può causare urti mortali.

La vulnerabilità delle specie ornitologiche nei confronti delle linee elettriche aeree è differente a seconda dei gruppi e delle famiglie di uccelli: diverso è l'impatto intraspecifico, tra migratori e stanziali, le età ed il sesso degli animali, il periodo biologico e le altezze preferenziali di volo.

Gli individui giovani sono più soggetti degli adulti all'impatto con gli elettrodotti, a causa della minor esperienza e capacità di volo. Possono esistere anche differenze stagionali nei livelli di mortalità, in ragione di determinati fenomeni biologici. Periodi delicati coincidono con la migrazione, la dispersione dei giovani e lo svernamento, poiché si assiste ad una maggiore mobilità degli uccelli. In particolare i cavi posti in coincidenza delle rotte preferenziali di migrazione possono essere pericolosi in quanto agiscono da sbarramento nei confronti di contingenti spesso consistenti.

I gruppi maggiormente vulnerabili alle collisioni con i cavi sono i rapaci e gli uccelli acquatici di grossa taglia. In generale si registra una relazione tra il peso e la vulnerabilità.

Per le due linee a semplice terna è previsto l'utilizzo dei sostegni del tipo unificato ENEL per linee 380 kV a semplice terna, sia a delta che a pettine, con conduttori trinati in alluminio-acciaio del diametro nominale di 31,50 mm e con due funi di guardia di cui una incorporante fibre ottiche.

**Tale elettrodotto pur essendo localizzato ad Est della Centrale a circa 3 km dalla Garzaia in oggetto potrebbe costituire un possibile impatto sull'avifauna.**

**La ZPS è sicuramente interessata da un flusso migratorio, sia primaverile che autunnale consistente, vista la quantità delle specie rilevate e la loro consistenza numerica.**

L'elettrodotto in oggetto, pur essendo di breve estensione e posto ad una certa distanza dal sito ZPS, può in qualche misura interferire con le rotte di migrazione, il cui fronte può raggiungere i 4 km di estensione. Utilizzando, però, idonei interventi di mitigazione è possibile rendere trascurabili gli effetti di tale infrastruttura sulla componente avifaunistica.

Misure di mitigazione previste per la ZPS IT3250043 "Garzaia della tenuta di Civrana e Rezzonica"

La VINCA ha evidenziato come l'unico possibile impatto sull'avifauna caratterizzante la ZPS sia imputabile alla presenza dell'elettrodotto di collegamento, in quanto possibile causa di collisione con le specie migratorie e di passo.

- Al fine di rendere trascurabile l'interazione dell'opera con l'avifauna locale ed in particolare della ZPS è stato proposto di adottare opportuni segnalatori lungo le linee elettriche, per evitare in maniera efficace i possibili urti tra le specie ornitologiche di passaggio ed i cavi sospesi. Diversi modelli di segnalatori che possono essere utilizzati a tale scopo sono stati illustrati nella Vinca, quali: spirali colorate, sere colorate e bande nere, di opportune dimensioni e intervallati lungo i conduttori a distanze comprese fra 10 e 60 m.
- Quale ulteriore misura mitigativa, al fine di tutelare l'habitat e le specie ivi presenti, è possibile prevedere un monitoraggio degli aspetti fisici, chimici e biologici del sito, oltre che dell'avifauna. In particolare è possibile utilizzare un sistema di monitoraggio attraverso l'utilizzo di specie bioindicatrici di sostanze inquinanti, in grado di valutare le variazioni della qualità dell'aria nella Garzaia e nelle zone limitrofe nel tempo in seguito all'esercizio della Centrale.
- Inoltre, per valutare eventuali cambiamenti nella popolazione faunistica della ZPS è possibile implementare un monitoraggio delle specie dell'avifauna che preveda l'osservazione di eventuali cambiamenti comportamentali (variazioni di presenza, di nidificazione e deposizione delle uova, di riproduzione, di utilizzo della Garzaia quale area di sosta,) e l'analisi di eventuali variazioni dello stato fisiologico dell'animale.

#### Incidenza sull'integrità del sito

L'estensore della Vinca afferma che lo stato di conservazione della ZPS risulta soddisfacente in quanto la sua superficie è stabile, la struttura e le funzioni specifiche necessarie al suo mantenimento a lungo termine esistono e possono continuare ad esistere in un futuro prevedibile. Inoltre l'area di ripartizione naturale di tale specie non è in declino, né rischia di declinare in un futuro prevedibile, pertanto è presumibile che l'habitat della Garzaia potrà ospitare ancora a lungo tali specie.

Dall'analisi integrata delle caratteristiche progettuali dell'opera e dell'area umida in oggetto si evince come, anche tenendo conto delle opere di mitigazione proposte per l'elettrodotto, la Centrale non comporta interazioni significative con la "Garzaia della tenuta di Civranica e Rezzonica" e pertanto non determina alcun depauperamento dell'integrità complessiva del sito e l'incidenza complessiva è non significativa.

## **5. VALUTAZIONI SUL PROGETTO E SUL SIA**

#### Pareri di altri Enti:

- a) la Commissione VIA del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio ha espresso parere di compatibilità ambientale favorevole con prescrizioni all'iniziativa in esame (parere n. 642 del 22/12/2004);
- b) il Ministero per i Beni e le Attività Culturali - Direzione per i Beni Architettonici e il Paesaggio – Servizio II Paesaggio - Prot. Dip. 07.08.402/1914 del 3 marzo 2005 ha espresso parere favorevole, subordinato alla prescrizione di sottoporre le previste opere di mitigazione e compensazione in fase definitiva alla Soprintendenza per i Beni Architettonici e Paesaggio del Veneto Orientale e dovrà ricomprendere adeguate soluzioni di continuità delle opere a verde al fine di non precludere la percezione del paesaggio agrario circostante. Nello stesso parere, la Direzione per i Beni Archeologici prescrive che, compatibilmente con le condizioni geomorfologiche del terreno, siano effettuate preliminarmente prospezioni geofisiche, secondo le esigenze e le modalità da concordare con la Soprintendenza competente, onde procedere successivamente ad indagini archeologiche mirate, considerate anche le interferenze del metanodotto con una zona definita archeologica nel PRG comunale di Cona, corrispondente all'area di un sito dell'età del bronzo, finora noto solo da rinvenimenti sporadici e tracce di lineazioni della via Pompilia;

- c) il Consiglio Provinciale di Venezia, con delibera del 24/04/2003, verbale 00039/2003, ha espresso parere favorevole di compatibilità ambientale dell'intervento in esame;
- d) sono pervenute osservazioni di soggetti pubblici e privati a cui il proponente e la Commissione hanno provveduto a sviluppare motivate controdeduzioni;
- e) nel luglio 2007, la Giunta provinciale di Venezia ha proposto la revoca del precedente Parere espresso dal Consiglio Provinciale n° 2003/00039 e la formulazione di un parere contrario sulla base di motivazioni formali supportate dal D. Lgs. 152/2006 (qui si ricorda che l'entrata in vigore della parte seconda, sulla VIA, è stata procrastinata fino al 31 luglio 2007, e quindi non era in vigore alla data di espressione del Parere della Giunta) e sulla base di considerazioni ambientali (riconosciuto ruolo degli NOx come precursore di PM<sub>10</sub> secondario) e legate al Piano Regionale di Tutela e Risanamento dell'Atmosfera (classificazione in classe A del Comune di Cona);
- f) la Commissione VIA della Provincia di Venezia ha espresso Parere (n° 5/07 del 3 luglio 2007) di Compatibilità Ambientale favorevole con prescrizioni alla lottizzazione dell'area PIP Cantarana in Comune di Cona interessata dal sito dell'impianto e non sembrano emergere vincoli alla realizzazione della centrale;
- g) Con elaborato n. 9 "Emissioni in atmosfera:quadro riassuntivo" del Giugno 2006 – Rev.1 - il proponente ha trasmesso ulteriore documentazione integrativa, in cui lo stesso specifica che i limiti massimi giornalieri saranno pari a : 40 mg/Nm<sup>3</sup> per gli NOx e 30 mg/Nm<sup>3</sup> per il CO (concentrazioni riferite ai fumi secchi e ad un contenuto di ossigeno pari al 15%).

### **5.1 - Valutazioni sul progetto**

La centrale a turbogas sottoposta a VIA è costituita da due moduli da 400 MW<sub>el</sub> con turbina a gas dotata di sistema di combustione DLN e di sistema di raffreddamento ad aria a tiraggio forzato.

Il progetto appare condivisibile e non sono risultati dall'esame aspetti ostativi alla sua realizzazione. Dagli approfondimenti svolti dalla Commissione in fase istruttoria sono emersi alcuni aspetti migliorabili, che pertanto sono stati oggetto di prescrizione. Di questi sono stati sintetizzati di seguito quelli più significativi.

Essendo inserita all'interno di una lottizzazione PIP, il sito previsto ha un'adeguata infrastrutturazione, completabile comunque con limitati interventi senza apportare modifiche alla situazione esistente.

L'area su cui deve sorgere l'impianto è rimasta idoneamente isolata dalle aree abitative/commerciali.

La componente ambientale più impattante in fase di esercizio, per quanto riguarda l'ambito locale, è il rumore. I risultati delle simulazioni riportate da Elettra dimostrano che, con gli interventi preventivi e mitigativi previsti, è possibile rispettare non solo i valori limite assoluti di immissione ma anche i valori limite differenziali, sia diurni che notturni, per tutti i ricettori indagati.

La Commissione evidenzia, tuttavia, che esiste il rischio che possa essere superato il limite di rumore per i ricettori più vicini (Corte Laura e Corte Concola), a seguito della zonizzazione acustica più restrittiva rispetto a quella ipotizzata dal proponente, proposta dal Comune successivamente agli studi svolti dal proponente. Il Comune di Cona ha, infatti, in corso di approvazione la zonizzazione acustica comunale; alla data di espressione di questo parere, il Piano di zonizzazione è solo adottato ed è aperta la fase di presentazione di Osservazioni.

**5.1.1 Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC) - Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants - May 2005 European Commission. Estratto:**

*“For new gas turbines, dry low NO<sub>x</sub> premix burners (DLN) are BAT. For most gas turbines and gas engines, SCR is also considered to be BAT.*

*Emission level associated with BAT for new gas turbines: NO<sub>x</sub> 20 - 50 mg/Nm<sup>3</sup>; CO 5 - 100 mg/Nm<sup>3</sup> (O<sub>2</sub> level 15 %). BAT options to reach these levels: DLN (Dry low NO<sub>x</sub> premix burners) or SCR.*

*The basic characteristic of dry low NO<sub>x</sub> combustors is that the mixing of the air and fuel and the combustion both take place in two successive steps. By mixing combustion air and fuel before combustion, a homogeneous temperature distribution and a lower flame temperature are achieved, resulting in lower NO<sub>x</sub> emissions. Currently, dry low NO<sub>x</sub> combustors represent a well established technology, especially for gas turbines using natural gas.*

*Dry low NO<sub>x</sub> combustion systems are very effective and reliable. Today, almost all gas turbines in industrial use are equipped with dry low NO<sub>x</sub> systems. Dry low NO<sub>x</sub> combustion is very model-specific, i.e. each manufacturer develops the technology for each model where there is enough demand to justify the research necessary to develop it.*

*Selective catalytic reduction (SCR)*

*Many gas turbines currently use only primary measures to reduce NO<sub>x</sub> emissions, but SCR systems have been installed at some gas turbines in Austria, Japan, the Netherlands and in the US (especially in California). It is estimated that approximately 300 gas turbines worldwide are equipped with SCR systems. Further applications of SCR technology at gas turbines are planned in Denmark and Italy. SCR has been considered mainly where local air quality standards requested a high reduction of NO<sub>x</sub> or ozone emissions, as a result of operation in highly populated areas or the contribution of several industries or mobile sources. Emission levels of gas-fired engine power plants equipped with SCR: a combined cycle gas turbine (CCGT) permit was issued in California US with a limit of 2.5 ppmvd NO<sub>x</sub> (approx. 5 mg/Nm<sup>3</sup>) at 15 % O<sub>2</sub> averaged over one hour with ammonia slip limited to 10 ppmvd at 15 % O<sub>2</sub>. This determination was for a gas turbine nominally rated at 170 MW with dry low NO<sub>x</sub> combustors and SCR”*

Quanto sopra evidenzia la validità della tecnologia di combustione DLN utilizzata da Elettra, tuttavia apre degli spazi sulla possibilità di apportare miglioramenti.

Considerata, la criticità dell'inquinamento atmosferico a livello regionale, considerata anche l'elevata potenza della centrale, **la Commissione ritiene necessario spingere ulteriormente il controllo delle emissioni dell'impianto, in linea con le BAT indicate dal documento Bref specifico per le grandi centrali e con un impianto analogo recentemente oggetto di parere** (centrale West Energy di Loreo). Si ricorda che la centrale è soggetta al rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale (AIA) statale, che deve obbligatoriamente rispettare le BAT.

La Commissione ritiene importante e necessario agire, per quanto di propria competenza, in maniera decisa nei confronti di tutte le fonti inquinanti, prioritariamente a partire da quelle nuove e più significative, considerato il livello critico e generalizzato del livello di inquinamento atmosferico in tutta la regione Veneto, al fine di un'elevata tutela della salute e dell'habitat, comprese le aree della rete Natura 2000 – SIC/ZPS - e tutte le altre aree di interesse naturalistico all'interno dell'area vasta, pur cadendo esternamente al sito proposto.

La Commissione riconosce la necessità del rispetto dei tetti nazionali di emissione in atmosfera fissati per il 2010 dalla direttiva 2001/81/CE; la pressione maggiore esercitata dalla centrale riguarda gli NO<sub>x</sub>.

Per un utile raffronto con altre situazioni, la Commissione ha verificato le condizioni applicate dallo Stato della California, uno degli Stati più avanzati, da oltre quarant'anni, nella lotta contro l'inquinamento atmosferico proprio per gli inquinanti NO<sub>x</sub>, PM<sub>10</sub>, O<sub>3</sub>, di cui soffre il Veneto. I limiti sono i seguenti (estratto dalla normativa vigente dello Stato della California):

*“By January 1, 1997 all gas turbines subject to the regulation were required to be in compliance with all applicable standards:*

- *Gas turbines rated at 10.0 MW and over, without SCR, shall not exceed 15 ppmv (nota: 15 ppmv = 30,8 mg/Nm<sup>3</sup>), except that, for non-gaseous fuel firing during natural gas curtailment or short testing periods, the limit shall be 42 ppmv.*
- *Gas Turbines rated at 10.0 MW and over, with SCR, shall not exceed 9 ppmv (nota: 9 ppmv = 18,5 mg/Nm<sup>3</sup>), except that, for non-gaseous fuel firing during natural gas curtailment or short testing periods, the limit shall be 25 ppmv.*

*Typical Permit Conditions: Ammonia emissions from the gas turbine shall not exceed 10 ppmvd @ 15% O<sub>2</sub> (1-hour rolling average) (nota: 10 ppmv = 7,6 mg/Nm<sup>3</sup>), except during periods of startup and shutdown as defined in this permit. The ammonia emission concentration shall be verified by the continuous recording gas.”*

**La Commissione, quindi, ritiene necessario abbassare il limite di emissione di NO<sub>2</sub> equivalente da un valore limite di 52 proposto a 30 mg/Nm<sup>3</sup> (riferimento 15% di O<sub>2</sub>),** considerato anche che i livelli di emissione associati con le BAT per le nuove turbine a gas sono NO<sub>x</sub> 20-50 mg/Nm<sup>3</sup>; tale risultato potrà essere ottenuto con la tecnica DLN adottata, oppure attraverso l'installazione di un sistema SCR (in tal caso, il valore limite equivalente comprenderà anche il valore di NH<sub>3</sub>), oppure mediante altra tecnica.

L'installazione di uno SCR comporterebbe una spesa aggiuntiva di circa 1,5 MEuro, secondo quanto indicato dal proponente; i costi di impianto e di esercizio sono considerati certamente sostenibili.

**Sono prescritte pertanto condizioni di esercizio più restrittive per le emissioni in atmosfera di quelle fissate dalla direttiva europea riguardante i grandi impianti di combustione e proposte da Elettra (limite UE per gli ossidi di azoto: 50 mg/Nm<sup>3</sup>, riferimento 15% di O<sub>2</sub>).**

**5.1.2 Scarichi idrici.** La Provincia di Venezia ha formulato specifiche osservazioni, evidenziando che:

- *il Canale dei Cuori, nel quale recapita il Collettore a servizio della zona industriale del Comune di Cona, che riceve gli scarichi idrici dell'impianto è un corso d'acqua che fa parte del bacino scolante della laguna di Venezia ed è pertanto sottoposto all'applicazione del regime più restrittivo imposto dal Decreto 30 luglio 1999. Le acque che recapitano nel Canale dei Cuori dovranno pertanto rispettare i valori di cui alla tabella A del citato decreto;*
- *il progetto definitivo dovrà contenere una descrizione dell'impianto di depurazione delle acque reflue, con l'indicazione della variabilità della portata nel corso delle ventiquattrore e tenendo conto che devono essere rispettati i limiti di accettabilità fissati in generale dal Decreto interministeriale 30 luglio 1999 e dal decreto legislativo 11 maggio 1999, n. 152 modificato dal decreto legislativo 18 agosto 2000, n. 258.*

Elettra GLL, accogliendo le osservazioni del Comune di Cona di annullare gli scarichi idrici di processo al Canale dei Cuori, in modo da non gravare su un canale la cui qualità dell'acqua risulta già gravemente compromessa, ha condotto nuovi studi volti al tentativo di ridurre ulteriormente (o pressoché annullare) il consumo di acqua potabile della Centrale, mediante il trattamento ed il recupero delle acque reflue di processo.

Sono stati quindi apportati aggiornamenti al progetto riguardanti il sistema di produzione acqua demineralizzata e il sistema di trattamento dei reflui di processo, al fine di recuperare questi ultimi nel ciclo di approvvigionamento idrico della centrale, anziché scaricarli al Canale dei Cuori.

#### Principali modifiche apportate.

La produzione di acqua demineralizzata sarà ottenuta mediante un sistema ad osmosi inversa la cui alimentazione è assicurata dai reflui di processo dell'impianto pre-trattati e da un reintegro dal serbatoio dell'acqua industriale; i reflui del sistema ad osmosi inversa sono inviati ad un sistema di recupero ad evaporazione, da cui si riottiene la quasi totalità dell'acqua depurata, che può pertanto essere inviata, insieme all'acqua demi prodotta dal sistema ad osmosi inversa, ad un trattamento finale mediante elettro-deionizzazione.

I reflui del ciclo termico, raccolti nella vasca di neutralizzazione, sono pertanto riciccolati a monte del sistema di pre-trattamento dell'impianto di produzione acqua demi ad osmosi inversa, anziché scaricati al Canale dei Cuori come previsto nel primo studio.

Il reintegro al sistema di produzione acqua demi, ridotto alle perdite del ciclo termico, è assicurato dal serbatoio di acqua industriale, alimentato mediante il recupero delle acque piovane (da una superficie coperta di 15.000 mq), attuato in una vasca di dimensioni adeguate, e, solo nel caso di mancanza di queste ultime o di transitori di funzionamento di impianto richiedenti una maggior portata di acqua demi, mediante acqua potabile.

Ipotesi utilizzo dell'acqua dal Canale dei Cuori. E' stata scartata dal proponente la possibilità di prelevare l'acqua di reintegro dal Canale dei Cuori, a causa delle caratteristiche chimiche di tale acqua, poco compatibili per un utilizzo come alimentazione dell'impianto di produzione acqua demi. Il canale dei Cuori dista circa 2 km.

Considerazioni della Commissione. Il proponente ha considerato l'ipotesi di un recupero quantitativo per minimizzare i consumi di acqua e gli scarichi nel canale di Cuori. La Commissione condivide tale scelta e rileva peraltro la difficoltà pratica di attuazione, almeno al livello così spinto; infatti, potrebbe risultare difficile produrre acqua demineralizzata con le caratteristiche elevate richieste, idonee al ciclo termico. Da approfondimenti svolti con il Consorzio competente, la Commissione ritiene opportuno che il proponente consideri la possibilità di un'integrazione delle acque riutilizzate, previa acquisizione dei necessari pareri, con acque prelevate allo scopo dal canale Rebosola, che è un corso d'acqua ad uso irriguo che scorre nelle vicinanze e che sembra avere una portata sufficiente. La Commissione ritiene di esprimere parere favorevole relativamente a tale ipotesi.

### **5.1.3 Misure di mitigazione e compensazione ambientale**

Gli interventi di compensazione ambientale sono stati analiticamente indicati (*Cfr. Documentazione aggiuntiva – luglio 2007 – Elaborato n. 3, inviata alla Regione*).

La legge n. 239/2004 emanata successivamente alla presentazione del SIA, avendo stabilito precisi obblighi finanziari a favore degli enti locali, ha determinato il superamento della proposta originale e la necessità di un aggiornamento.

La documentazione considera due voci:

#### **A) Opere di Mitigazione:**

1. Piantumazione a bosco di un'area di 25.000 mq posta nei pressi dell'abitato Cantarana (contr. con il n° 1 nel disegno allegato alla documentazione)
2. Asservimento di due zone da destinare alla realizzazione di due fasce arboree (contr. con i n. 2 e 3 nel disegno allegato alla documentazione)
3. Filari arborei da realizzare nelle zone indicate con le lettere a, b, c nel disegno allegato alla documentazione
4. Pista ciclabile (indicata con la lettera d) nel disegno allegato alla documentazione) da realizzare lungo il canale che convoglierà gli scarichi idrici del nuovo insediamento produttivo al canale dei Cuori con la posa di idonea alberatura da ambo i lati della pista ciclabile lungo l'alveo del canale.

#### **B) Opere di Compensazione:**

Sono quelle stabilite dal comma 36 della L. 239 del 2004:

*“I proprietari di nuovi impianti di produzione di energia elettrica di potenza termica non inferiore a 300 MW che sono autorizzati dopo la data di entrata in vigore della presente legge 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”.*

## 5. OSSERVAZIONI E PARERI: ESAME

Le osservazioni e i pareri, pervenuti alla struttura regionale competente per la VIA ed elencati in premessa, sono stati considerati in sede d'istruttoria ed hanno contribuito alla stesura del presente parere e delle successive prescrizioni e raccomandazioni; per le deduzioni puntuali alle osservazioni e ai pareri si rimanda all'**Allegato 1** al presente parere.

## 6. VALUTAZIONI CONCLUSIVE

Nell'esprimere parere alla centrale in oggetto, la Commissione ritiene fondamentale richiamare l'elevato affollamento di centrali termoelettriche nell'area compresa fra Venezia e Rovigo. Il quadro aggiornato è il seguente:

		CENTRALI TERMOELETTRICHE IN ESERCIZIO	COMBUSTIBILE	GRUPPI / POTENZA LORDA (MWe)	POTENZA CENTRALE, MW
VE	Edison	Centrale di Marghera Levante	Gas naturale	2 (366+400)	766
VE	Edison	Centrale Marghera Azotati	Gas naturale	2 x 120	240
VE	Enel	Centrale di Marghera	Carbone	2 x 70	140
VE	Enel	Centrale di Fusina	Carbone	2 x 320	640
			Carbone	1 x 160	160
			Gas naturale	1 x 160	160
			O.C. BTZ	1 x 160	160
POTENZA TOTALE ESERCIZIO					2.266

		CENTRALI TERMOELETTRICHE PROPOSTE	COMBUSTIBILE	GRUPPI/POTENZA	POTENZA CENTRALE MW
RO	West Energy	Loreo (*)	Gas naturale	2 x 400	800
RO	Enel	Porto Tolle	Carbone	3 x 660	1.980
VE	Elettra	Cona (*)	Gas naturale	2 x 400	800
POTENZA TOTALE PROPOSTA. Iter approvativo non completato per nessuna delle tre centrali. (*) Parere favorevole della Commissione VIA del Ministero dell'Ambiente.					3.580

Le nuove centrali proposte a ciclo combinato (West Energy ed Elettra) sono molto più efficienti (il rendimento passa dal 40% al 55%) e quindi capaci di produrre elettricità ad un costo decisamente inferiore a quella delle vecchie centrali. Sia per l'alto rendimento, sia per il tipo di combustibile, sia per la tecnologia adottata esse assicurano un impatto ambientale che si riflette soprattutto sulle emissioni in atmosfera e quindi sulla qualità dell'aria, particolarmente contenuta, anche per quanto l'emissione di gas ad effetto serra.

L'inquinamento dell'aria prodotto non riguarda peraltro l'ambito locale specifico, ma un ambito diffuso a largo raggio. Pur considerando che le attività di pubblica utilità, come nel presente caso, hanno una priorità nelle decisioni della pubblica amministrazione, ciò non può prescindere dal grado di necessità e dalle condizioni ambientali esistenti all'atto della decisione o, meglio, previste al momento dell'avvio dell'attività.

La Commissione ha considerato al meglio delle proprie conoscenze ed approfondito tutte le componenti ambientali interessate e su questa base è giunta alla formulazione di un parere complessivamente favorevole.

Tuttavia, ritiene che considerata la presenza delle centrali esistenti e proposte in un ambito territoriale ristretto e l'incertezza dell'iter approvativo della nuova centrale della West Energy a Loreo e della riconversione a carbone della centrale di Porto Tolle, si debba considerare nell'iter successivo della valutazione d'impatto ambientale la situazione effettiva esistente e autorizzata in via definitiva per quanto riguarda la capacità di produzione di energia, la situazione ambientale aggiornata, tenuto conto di una strategia di diversificazione delle fonti energetiche, anche per quanto riguarda le tipologie di combustibili, di sviluppo delle fonti rinnovabili e della rete elettrica di trasmissione esistente e prevista, anche di interconnessione con l'estero.

Pertanto, considerato che la Centrale di Cona, nel caso in cui venisse autorizzata, sarebbe ubicata in prossimità delle esistenti centrali di Marghera e delle centrali di Loreo e Porto Tolle, per le quali la Commissione Regionale V.I.A. ha espresso parere favorevole e per le quali è in corso l'iter procedurale statale, la Commissione Regionale V.I.A. ritiene che, prima di procedere all'autorizzazione della Centrale di Cona, sia opportuno attendere l'esito della procedura di V.I.A. nazionale relativa alle centrali di Loreo e Porto Tolle.

Tutto ciò premesso, la Commissione Regionale VIA, presenti tutti i suoi componenti, tenuto conto delle indicazioni contenute nelle osservazioni e nei pareri suddetti, esprime a maggioranza, con astensione sia dell'ARPAV Generale che del Dipartimento ARPAV di Venezia, nonché con voto contrario della Provincia di Venezia

#### **parere favorevole**

di compatibilità ambientale sul progetto in questione subordinatamente al rispetto delle seguenti prescrizioni e raccomandazioni:

#### **Prescrizioni:**

##### 1. Emissioni in atmosfera:

a) Sono fissati i seguenti limiti (rif. O<sub>2</sub> 15%): CO 20 mg/Nm<sup>3</sup>; NO<sub>x</sub> (come NO<sub>2</sub>) 30 mg/Nm<sup>3</sup>; COT (non metanici) 4 mg/m<sup>3</sup>, NH<sub>3</sub> 10 mg/Nm<sup>3</sup>; il limite degli NO<sub>x</sub> è da intendere come valore equivalente, comprensivo della concentrazione di NH<sub>3</sub>. I limiti non si applicano nei periodi di avvio e di arresto e nei periodi di cui all'articolo 7 della direttiva 2001/80/CE.

b) I valori limite orari di emissione della caldaia ausiliaria sono: NO<sub>x</sub> (come NO<sub>2</sub>) 150 mg/Nm<sup>3</sup> e CO 100 mg/Nm<sup>3</sup>, con riferimento al tenore di O<sub>2</sub> previsto per il combustibile utilizzato.

c) I limiti sono riferiti ai valori medi giornalieri. Ai fini della valutazione del rispetto dei limiti si applicano le condizioni stabilite dalla direttiva.

2. BAT e AIA. Devono essere adottate le migliori tecniche disponibili (BAT) indicate nel Bref "*Large Combustion Plants*" May 2005 della Commissione europea, in applicazione della direttiva IPPC (96/61/CE). L'esercizio dell'impianto è soggetto all'autorizzazione integrata ambientale statale. Il gestore dell'impianto deve dotarsi di un sistema di gestione ambientale certificato, possibilmente ISO 14000 / Emas, entro tre anni dall'avvio dell'attività.

3. Monitoraggio delle emissioni. Il sistema di monitoraggio delle emissioni al camino deve rispettare il D.M. 21/12/1995 e la direttiva 2001/80/CE. I segnali di misura saranno elaborati, registrati, archiviati e resi disponibili anche in formato elettronico alle autorità di controllo, secondo un protocollo da concordare che comprenda anche le modalità di segnalazione delle eventuali situazioni di superamento dei limiti e gli interventi da attuarsi sull'impianto in tali circostanze.

**4. Monitoraggio ambientale:**

- a. Monitoraggio della qualità dell'aria: il proponente deve trasmettere al Ministero per la Tutela dell'Ambiente e del Territorio un Piano, concordato con la Provincia di Venezia e con Arpav, per il monitoraggio della qualità dell'aria da effettuarsi nel rispetto della normativa vigente. Il piano deve essere indirizzato prioritariamente al monitoraggio degli NOx e delle polveri fini (PM<sub>10</sub> e PM<sub>2,5</sub>): il monitoraggio dovrà essere attivato almeno un anno prima dell'avvio della centrale e riguardare l'intero periodo di attività dell'impianto;
- b. Monitoraggio del rumore: devono essere effettuate campagne di rilevamento del clima acustico ante-operam, in fase di cantiere e in fase di esercizio, con l'impianto alla massima potenza di esercizio, con le modalità e i criteri stabiliti dalla norma vigente e secondo la "*Metodologia per la valutazione dell'inquinamento acustico prodotto da Centrali Termoelettriche nel territorio circostante*", D.M. 1 aprile 2004 - Linee guida per l'utilizzo dei sistemi innovativi nelle valutazioni di impatto ambientale. A seguito dell'approvazione della zonizzazione acustica comunale adottata, che prevede una classificazione più restrittiva per alcune aree di quella ipotizzata dal proponente, si dovranno prevedere ulteriori interventi di contenimento delle emissioni sonore sulle sorgenti emmissive, sulle vie di propagazione e direttamente sui ricettori. Il Piano di monitoraggio deve essere concordato con il Comune di Cona e con Arpav;
- c. Verifica campi E.M.: in fase di esercizio deve essere effettuata la misura dei campi elettromagnetici prodotti dall'elettrodotto e dalla sottostazione e verificato il rispetto della normativa nazionale e regionale. Sia prodotta una mappatura dei valori misurati.
- d. Monitoraggio ZPS "Garzaia della tenuta di Civrana e Rezzonica": dovrà essere redatto ed eseguito di un Piano di monitoraggio degli aspetti fisici, chimici e biologici del sito, oltre che dell'avifauna, approvato dalla competente Direzione Regionale, per tutta la durata di esercizio della centrale.

**5. Interventi di mitigazione ambientale:**

- a) Il progetto complessivo delle opere deve prevedere l'inserimento estetico-architettonico dei manufatti edilizi e tecnologici, che tenga conto della qualità del disegno delle strutture, dei rivestimenti e delle cromie, nonché della qualità anche ambientale dell'illuminazione notturna (nel rispetto della normativa regionale sull'impatto dell'inquinamento luminoso), in modo da ottenere per l'intero complesso dell'impianto un inserimento visuale unitario.
- b) La sistemazione a verde dell'area circostante l'impianto con specie da impiantare ex novo dovrà avvenire in aderenza al modello di vegetazione potenziale dei luoghi ed alle caratteristiche pedologiche. Andranno, inoltre, garantiti l'equilibrio fra alberi ed arbusti e la disetaneità ponendo a dimora individui di 5-10 anni di età, assieme ad individui di taglia minore, esemplari in fitocella e semi. Ai fini della promozione della biodiversità genetica e del ripristino delle migliori condizioni ecologiche, per gli interventi di sistemazione a verde si farà ricorso all'approvvigionamento del materiale genetico ecotipico, rivolgendosi con priorità a vivai che trattino germoplasma e piante autoctone (Si faccia riferimento al manuale ANPA- Agenzia Nazionale per la Protezione dell'Ambiente - e Comitato per la Lotta alla Siccità e Desertificazione di cui al DPCM 26.9.97, GU n. 43 del 21.2.98 "Propagazione per Seme di Alberi ed Arbusti della Flora Mediterranea" - Roma 2001 e al capitolato per le opere di ingegneria naturalistica a cura del Ministero Ambiente).
- c) Siano sviluppati tutti gli interventi di mitigazione ambientale, indicati dal proponente nello Studio di Impatto Ambientale e nelle successive integrazioni, integrati dalle presenti prescrizioni.

- d) Sia anticipata nel programma dei lavori, per quanto possibile e se non interferenti, la realizzazione delle opere di mitigazione ambientale rispetto alla realizzazione delle opere in progetto.
6. Piano di Manutenzione Verde. Deve essere redatto e regolarmente eseguito un Piano di manutenzione e di monitoraggio delle aree a verde, da concordare con Arpav. La sistemazione a verde dell'area dell'impianto deve avvenire in aderenza al modello di vegetazione dei luoghi ed alle caratteristiche pedologiche e microecologiche puntuali.
7. Dismissione. Prima dell'entrata in esercizio dell'impianto, il proponente dovrà presentare al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, al Ministero BB.AA.CC. ed alla Regione Veneto un piano di massima relativo al destino dei manufatti della Centrale al momento della sua futura dismissione. Detto piano dovrà indicare gli interventi da attuarsi sul sito e sui manufatti per ripristinare i luoghi dal punto di vista territoriale ed ambientale e i mezzi e gli strumenti finanziari, comunque a carico del proponente. Il piano esecutivo degli interventi dovrà essere messo a punto tre anni prima della cessazione delle attività.
8. Prescrizioni altri Enti. Siano ottemperate le prescrizioni del Ministero per i Beni e le Attività Culturali – Direzione per i Beni Architettonici e il Paesaggio – Servizio II Paesaggio - Prot. Dip. 07.08.402/1914 del 3 marzo 2005 e della Provincia di Venezia (del 28/04/03 e 13/05/03) per quanto riguarda gli scarichi idrici e il monitoraggio con biosensori sensibili agli inquinanti emessi dall'impianto.
9. Acque reflue. Le acque reflue industriali (costituite dagli spurghi delle caldaie e dai reflui da rigenerazione e lavaggio resine), previo eventuale trattamento, siano scaricate separatamente dai reflui civili. Siano previsti un idoneo pozzetto di controllo e un sistema di monitoraggio in continuo che riguardi almeno i parametri: portata, temperatura, O<sub>2</sub>, pH, conducibilità elettrica.
10. SGA. Entro un anno dall'entrata in esercizio della centrale, deve essere attivata la procedura per la certificazione del sistema di gestione ambientale.
11. Compensazione ambientali:
- a) la quota minima obbligatoria del 2% di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, così come incrementata annualmente dall'art. 4 del D. Lgs. 387/2003, dovrà essere coperta esclusivamente attraverso accordi bilaterali con soggetti che producono energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti situati in Veneto o producendo direttamente energia da fonti rinnovabili con impianti propri nel Veneto;
  - b) alla Regione Veneto deve essere corrisposto, a titolo di contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio e per l'impatto logistico dei cantieri, un importo di 0,20 euro per ogni MWh di energia elettrica prodotta, limitatamente ai primi sette anni di esercizio degli impianti. Tale importo, da corrispondere annualmente, sarà adeguato alla variazione del costo della vita (Istat) successiva al 2004. La regione provvede alla ripartizione del contributo compensativo tra i seguenti soggetti:
    - a. il Comune di Cona sede dell'impianto, per un importo del 50 per cento del totale;
    - b. i Comuni contermini, in misura proporzionale per il 50 per cento all'estensione del confine e per il 50 per cento alla popolazione, per un importo del 40 per cento del totale;
    - c. la Provincia di Venezia che comprende il Comune sede dell'impianto, per la quota rimanente.
12. La documentazione relativa alle campagne di monitoraggio dovrà essere trasmessa tempestivamente ad Arpav secondo le modalità concordate.

**Raccomandazioni:**

- I. Il contributo compensativo sia utilizzato dai Comuni e dalla Provincia prevalentemente per interventi di rinaturalizzazione del territorio o per interventi di riequilibrio ambientale.
- II. Si raccomanda che l'ente competente all'assegnazione delle aree introduca nelle NTA della zona PIP Cantarana 2, anche mediante una specifica variante, disposizioni in merito all'utilizzo per uso civile del calore prodotto dalla centrale tramite teleriscaldamento.
- III. Sia consentito l'eventuale approvvigionamento idrico uso industriale tramite derivazione dal canale Rebosola, corso d'acqua uso irriguo che scorre nelle vicinanze e che ha una portata sufficiente, con oneri a carico del proponente.

Il Dirigente dell'Unità Complessa  
Valutazione Impatto Ambientale  
*D.ssa Laura Salvatore*

Il Presidente della  
Commissione Regionale V.I.A.  
*Ing. Silvano Vernizzi*

Il Segretario della  
Commissione Regionale V.I.A.  
*Eva Maria Lunger*

Il VicePresidente della  
Commissione Regionale V.I.A.  
*Avv. Paola Noemi Furlanis*

Vanno vistati n. 270 elaborati