

Allegato 10

Risanamento Ambientale della Centrale di Marghera Levante (Formato Digitale)

Si veda il formato digitale contenente la versione
completa dei documenti non stampata

Edison Termoelettrica SpA

Centrale Termica di Marghera
Levante: *Presentazione
dell'Intervento di Risanamento
Ambientale con Ripotenziamento*

gennaio 1999

Environmental Resources Management

Via N. Bonnet 2 - 20154 Milano

Telefono +39 02 2901 5208

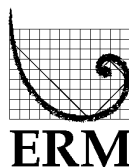
Telefax +39 02 2901 5401

Via Vercelli 2 - 00182 Roma

Telefax +39 06 7024 390

Telefax +39 06 7024 391

Email post@ermit.it



Edison Termoelettrica SpA

Centrale Termica di Marghera
Levante: *Presentazione
dell'Intervento di Risanamento
Ambientale con Ripotenziamento*

gennaio 1999

Rif. P98/EDI/P15

In nome e per conto di Environmental Resources Management
Approvato da: _____
Firmato: _____
Posizione: _____
Data: _____

Questo rapporto è stato preparato da Environmental Resources Management, il nome commerciale di ERM Italia Srl, con la necessaria competenza, attenzione e diligenza secondo i termini del contratto stipulato con il Cliente e le nostre condizioni generali di fornitura, utilizzando le risorse concordate.

ERM Italia declina ogni responsabilità verso il Cliente o verso terzi per ogni questione non attinente a quanto sopra esposto.

Questo rapporto è riservato al Cliente. ERM Italia non si assume alcuna responsabilità nei confronti di terzi che vengano a conoscenza di questo rapporto o di parte di esso.

In linea con la politica ambientale del nostro Gruppo i nostri documenti sono stampati su carta proveniente da fornitori certificati ISO 14001 o verificati EMAS : ciò include carta marcata Nordic Environmental Label.

INDICE

1	INTRODUZIONE	1
2	INQUADRAMENTO PROGRAMMATICO	3
3	MOTIVAZIONI DEL PROGETTO	4
4	UBICAZIONE DEL PROGETTO	5
4.1	IMPIANTO PRODUZIONE ACQUA DEMINERALIZZATA	6
4.2	DEPOSITO COSTIERO FUSINA	7
4.3	RETE DI TRASMISSIONE E STAZIONI DI TRASFORMAZIONE	7
5	DESCRIZIONE DELLA CENTRALE TERMICA ESISTENTE	8
5.1	COMPONENTI DI IMPIANTO	8
5.2	FORNITURA DI VAPORE ED ENERGIA ELETTRICA	11
5.3	BILANCI ENERGETICI	12
5.4	INTERFERENZE CON L'AMBIENTE	16
6	DESCRIZIONE DELLA CENTRALE TERMICA DI PROGETTO	21
6.1	COMPONENTI DI IMPIANTO	21
6.2	FORNITURA DI VAPORE ED ENERGIA ELETTRICA	25
6.3	BILANCI ENERGETICI	26
6.4	INTERFERENZE CON L'AMBIENTE	31
6.5	CERTIFICAZIONE AMBIENTALE ISO 14000	41
7	PREVISIONE DELLE VARIAZIONI DI QUALITÀ DELL'ARIA A SEGUITO DELLA REALIZZAZIONE DELLA MODIFICA	43
7.1	OBIETTIVI E METODOLOGIA	43
7.2	ATMOSFERA - QUALITÀ DELL'ARIA	43
7.3	DESCRIZIONE DEL MODELLO DI SIMULAZIONE UTILIZZATO	51
7.4	RISULTATI OTTENUTI	56
7.5	CONCLUSIONI	60

FIGURE

<i>Figura 4.1</i>	<i>Area Industriale di Porto Marghera</i>	5
<i>Figura 4.2</i>	<i>Dislocazione Impianti</i>	6
<i>Figura 5.1</i>	<i>Lay-out della Centrale Esistente</i>	8
<i>Figura 5.2</i>	<i>Localizzazione della Centrale di Marghera Levante</i>	9
<i>Figura 5.3</i>	<i>Schema Impiantistico - Situazione Attuale</i>	10
<i>Figura 5.4</i>	<i>Bilancio Energetico - Situazione Attuale - Vapore Ceduto Nullo</i>	13
<i>Figura 5.5</i>	<i>Bilancio Energetico - Situazione Attuale - Vapore Ceduto 196 t/h</i>	14
<i>Figura 5.6</i>	<i>Bilancio Energetico - Situazione Attuale - Vapore Ceduto 450 t/h</i>	15
<i>Figura 5.7</i>	<i>Bilancio Idrico di Centrale - Situazione Attuale</i>	17
<i>Figura 6.1</i>	<i>Lay-out di Progetto</i>	22
<i>Figura 6.2</i>	<i>Viste della Situazione di Progetto</i>	23
<i>Figura 6.3</i>	<i>Schema Impiantistico - Situazione di Progetto</i>	24
<i>Figura 6.4</i>	<i>Bilancio Energetico - Situazione di Progetto - Vapore Ceduto Nullo</i>	27
<i>Figura 6.5</i>	<i>Bilancio Energetico - Situazione di Progetto - Vapore Ceduto 196 t/h</i>	28
<i>Figura 6.6</i>	<i>Bilancio Energetico - Situazione di Progetto - Vapore Ceduto 450 t/h</i>	29
<i>Figura 6.7</i>	<i>Foto-Inserimento del Nuovo Gruppo - Vista da Sud - Est</i>	34
<i>Figura 6.8</i>	<i>Foto-Inserimento del Nuovo Gruppo - Vista da Est</i>	35
<i>Figura 6.9</i>	<i>Foto-Inserimento del Nuovo Gruppo - Vista da Nord</i>	36
<i>Figura 6.10</i>	<i>Bilancio Idrico di Centrale - Situazione di Progetto</i>	37
<i>Figura 6.11</i>	<i>Carico Termico Laguna</i>	38
<i>Figura 6.12</i>	<i>Programma di Certificazione ISO 14001</i>	41
<i>Figura 7.1</i>	<i>Ubicazione delle Centraline di Rilevamento</i>	49
<i>Figura 7.2</i>	<i>Concentrazione di Inquinanti al Suolo - Situazione Attuale</i>	58
<i>Figura 7.3</i>	<i>Concentrazione di Inquinanti al Suolo - Situazione di Progetto</i>	59

TABELLE

Tabella 5.1	<i>Sigle delle Apparecchiature</i>	10
Tabella 5.2	<i>Sintesi delle Prestazioni Energetiche - Situazione Attuale</i>	12
Tabella 5.3	<i>Superficie Coperta, Altezza Massima e Volumetria degli Edifici della Centrale Esistente</i>	16
Tabella 5.4	<i>Scarichi Autorizzati</i>	19
Tabella 5.5	<i>Caratteristiche Fisiche dei Camini</i>	20
Tabella 5.6	<i>Caratteristiche delle Emissioni</i>	20
Tabella 5.7	<i>Rifiuti Prodotti (Consumativo 1997 - dati in kg)</i>	20
Tabella 6.1	<i>Caratteristiche del Vapore Prodotto dal Generatore di Vapore a Recupero</i>	24
Tabella 6.2	<i>Sintesi delle Prestazioni Energetiche - Situazione di Progetto</i>	26
Tabella 6.3	<i>Variazione delle Prestazioni Energetiche nella Situazione di Progetto</i>	30
Tabella 6.4	<i>Superficie Coperta, Altezza Massima, Volumetria degli Edifici e Volumetria Demolita della Centrale nella Situazione di Progetto</i>	31
Tabella 6.5	<i>Caratteristiche Fisiche dei Camini</i>	39
Tabella 6.6	<i>Caratteristiche Fisiche delle Emissioni</i>	39
Tabella 6.7	<i>Variazione Percentuale delle Emissioni - Situazione di Progetto</i>	39
Tabella 6.8	<i>Rifiuti Prodotti - Situazione di Progetto</i>	40
Tabella 7.1	<i>Precipitazioni Trimestrali e Annuali a Porto Marghera (in mm)</i>	44
Tabella 7.2	<i>Distribuzione Mensile della Pioggia a Porto Marghera (in mm)</i>	45
Tabella 7.3	<i>Distribuzione dei Settori di Provenienza del Vento (Misure a Quota 40 m)</i>	45
Tabella 7.4	<i>Distribuzione dei Campi di Velocità del Vento (Misure a Quota 40 m), Velocità in m/s</i>	45
Tabella 7.5	<i>Classi di Stabilità di Pasquill-Gifford</i>	46
Tabella 7.6	<i>Durata e Numero degli Episodi della Nebbia a Venezia negli anni 1985-1991</i>	47
Tabella 7.7	<i>Frequenza di Accadimento dell'Inversione Termica</i>	48
Tabella 7.8	<i>Concentrazioni di NO₂ in µg/m³ Rilevate dal 1993</i>	50
Tabella 7.9	<i>Concentrazioni di SO₂ in µg/m³ Rilevate dal 1993</i>	51
Tabella 7.10	<i>Concentrazioni di Polveri in µg/m³ Rilevate dal 1993</i>	51
Tabella 7.11	<i>Massima Concentrazione Oraria di NO_x, Valutata Sottovento</i>	57

Edison Termoelettrica in data 11 agosto 1998 ha inviato al Ministero dell'Industria, al Ministero dell'Ambiente, al Ministero della Sanità, alla Regione Veneto e all'ENEL la domanda per l'autorizzazione a un intervento di risanamento ambientale mediante l'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili accompagnato da potenziamento sull'impianto termoelettrico di Marghera Levante ubicato in Porto Marghera (Venezia).

Scopo di questo documento è descrivere di risanamento ambientale con ripotenziamento della Centrale Termoelettrica Edison di Marghera Levante, fornendo tutte le informazioni relative alla descrizione del progetto e i dati necessari per individuare e valutare gli effetti dell'intervento sull'ambiente secondo quanto previsto dal *DPR 354 del 12/4/1996*.

La presente relazione è destinata all'informazione dei membri della Commissione del Ministero dell'Ambiente chiamata a decidere dell'eventuale esclusione del presente progetto dalla procedura di Valutazione dell'Impatto Ambientale.

La richiesta da parte di Edison Termoelettrica dell'applicazione di quanto previsto al *comma 3 dell'articolo 1 del DPCM 377/88* e dal *DPR 354/96* è così motivata:

- la potenza termica attualmente installata è di 1.670 MW_T: la potenza termica dopo il ripotenziamento sarà pari a 1.447 MW_T. La potenza termica installata diminuirà quindi di 223 MW_T;
- grazie alla maggiore efficienza permessa dall'impianto ripotenziato aumenterà l'energia elettrica prodotta e diminuirà l'energia termica dissipata dai condensatori: in particolare ne consegue la riduzione del carico termico immesso dall'impianto in laguna;
- grazie alle tecnologie adottate, si assisterà a significative riduzioni nelle emissioni in atmosfera di inquinanti (NO_x e CO);
- l'alimentazione di metano avverrà attraverso il metanodotto esistente senza necessità di nuove opere di alimentazione;
- il bilancio dei rifiuti prodotti dal futuro impianto resterà invariato rispetto alla situazione attuale, si verificheranno al contrario piccole riduzioni sulla produzione di reflui di lavaggio caldaia;
- l'intervento si svilupperà all'interno dell'area di pertinenza della Centrale e prevederà modici incrementi della volumetria.

Inoltre il progetto di risanamento ambientale con ripotenziamento prevede che l'incremento di energia elettrica prodotta sarà esportato con un nuovo cavo a 220 kV.

La presente relazione illustrerà le caratteristiche dell'intervento di ripotenziamento, sopra sinteticamente riassunte.

L'intervento proposto da Edison Termoelettrica per il risanamento ambientale con ripotenziamento della Centrale Termica di Marghera Levante si inserisce nell'ambito della politica energetica nazionale e locale, nei quali strumenti di pianificazione si integra perfettamente o addirittura viene esplicitamente citato.

In particolare si ricorda che:

- il progetto proposto è il più importante intervento di riduzione (circa il 60%) delle emissioni di ossidi di azoto (NO_x) nel piano complessivo dell'*Accordo di Programma sulla Chimica a Porto Marghera*, sottoscritto il 21 ottobre 1998, fra gli altri, dai Ministeri dell'Industria, dell'Ambiente e dei Lavori Pubblici oltre che dal Comune e dalla Provincia di Venezia e dalla Regione Veneto;
- il progetto fa parte del *Protocollo di Intesa tra il Ministero dell'Ambiente e Montedison*, sottoscritto il 1° dicembre 1998 nell'ambito degli interventi miranti alla riduzione delle emissioni di gas serra in applicazione del *Protocollo di Kyoto*, con un contributo previsto di maggiore efficienza energetica pari a una riduzione di 750.000 t/anno di CO₂, nel caso l'energia elettrica incrementale (1.100 milioni di kWh) fosse prodotta da una centrale a olio combustibile, equivalente al 7,5% degli obiettivi del *Protocollo di Intesa* e al 5% di quelli dell'intero settore Energia a livello nazionale previsto dalla *Delibera CIPE del 31.12.1997*;
- il progetto ricade nella normativa relativa al Regolamento recante norme per il risanamento delle Centrali Termoelettriche, emesso con il *DPR 12 aprile 1996, n.354*.

Infine si possono evidenziare i collegamenti esistenti tra il progetto proposto e le linee di indirizzo emerse nella *Conferenza Nazionale Energia e Ambiente*, tenutasi a Roma il 25 - 28 novembre 1998.

Nei materiali preparatori si rileva infatti come i rendimenti degli impianti di questo abbiano attualmente raggiunto il 55 ÷ 60%, contro il 38 ÷ 40% del 1990, e risultano in continua ascesa per l'introduzione di nuove tecnologie e materiali; al contempo taglia ottimale è scesa fino ai 300 ÷ 400 MW_E attuali. Ciò determina che i nuovi impianti sono più efficienti e meno costosi da costruire.

Dato che il parco impianti nazionale è piuttosto vecchio, ne consegue l'ipotesi che, accelerando il rinnovo degli impianti, si potrebbe raggiungere in 5 ÷ 10 anni un risparmio di circa 10 milioni di tep, pari agli obiettivi stabiliti per l'Italia dagli accordi comunitari per l'attuazione del *Protocollo di Kyoto*.

Edison Termoelettrica ha deciso di procedere al miglioramento delle prestazioni ambientali con ripotenziamento della Centrale di Marghera Levante per vari motivi, principalmente di ordine tecnico - economico e ambientale:

- innanzitutto, come riportato nel precedente capitolo della presente relazione, l'intervento va inquadrato negli obiettivi del *Protocollo d'Intesa tra il Ministero dell'Ambiente e Montedison e dell'Accordo di Programma sulla Chimica a Porto Marghera*;
- inoltre la vetustà delle caldaie presenti nella Centrale esistente, installate rispettivamente nel 1964 e nel 1971, non consente prestazioni in termini di efficienza che ne garantiscano la competitività in vista dell'ormai prossima liberalizzazione del mercato dell'energia in Italia.

Riassumendo, l'intervento di risanamento ambientale con ripotenziamento della Centrale di Marghera Levante è essenzialmente mirato a:

- rendere competitiva la Centrale in vista della liberalizzazione del mercato dell'energia, aumentando di circa 180 MW nominali la potenza disponibile, con la installazione di un ciclo combinato di rendimento non inferiore al 55%, senza variazioni significative nel consumo di metano;
- assicurare la produzione di energia all'intero polo industriale di Porto Marghera in condizioni di maggiore efficienza utilizzando le migliori tecnologie oggi disponibili;
- ridurre le emissioni in atmosfera di gas inquinanti, come previsto dagli impegni internazionali assunti dall'Italia e dalla Commissione Europea, sia in termini assoluti, sia diminuendo il numero di punti di emissione, non considerando la caldaia C2 messa in riserva fredda;
- ridurre l'energia termica scaricata in laguna tramite l'acqua mare di raffreddamento.

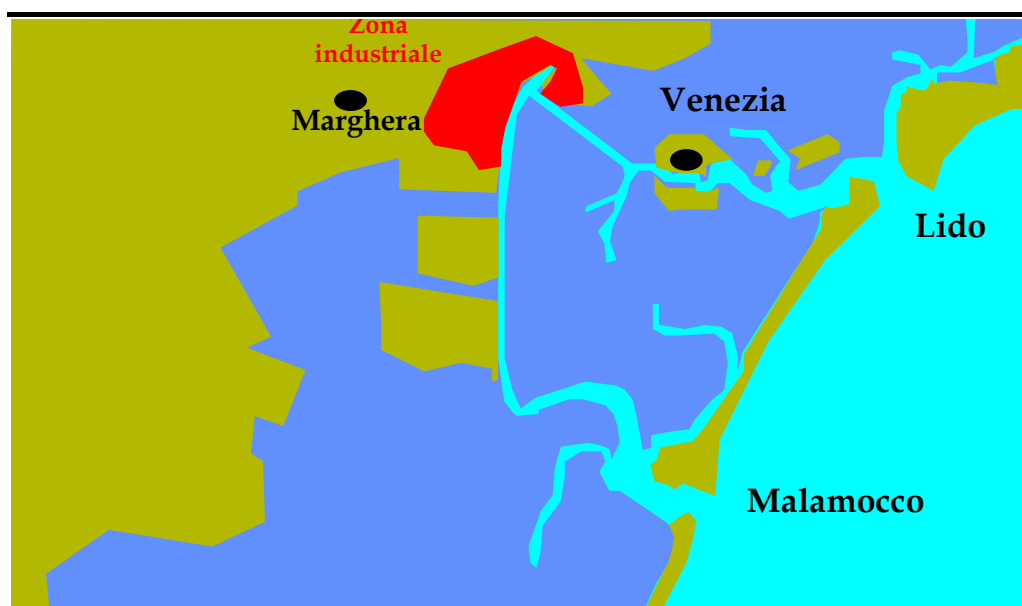
L'intervento proposto permetterà inoltre di aumentare il livello di sicurezza del servizio al polo petrolchimico, per il quale la Centrale rappresenta indispensabile fonte di energia, riutilizzando al meglio le componenti impiantistiche esistenti.

L'intervento comporta un investimento di circa 250 miliardi di lire e ne è prevista l'entrata in esercizio nell'estate del 2001.

La Centrale di Marghera Levante della Edison Termoelettrica rappresenta la realtà produttiva di maggiori dimensioni della Società con 570 MW_E installati e 5 gruppi di produzione.

È situata nella vasta zona industriale di Porto Marghera, a pochi chilometri da Venezia (Figura 4.1): la superficie totale di tale area industriale è circa 50 km² ed è divisa in due sottozone principali (denominate 1^a e 2^a) site a nord e sud del canale artificiale Ovest.

Figura 4.1 Area Industriale di Porto Marghera



La Centrale di Marghera Levante si occupa in particolare di soddisfare le richieste energetiche dell'area industriale attraverso la:

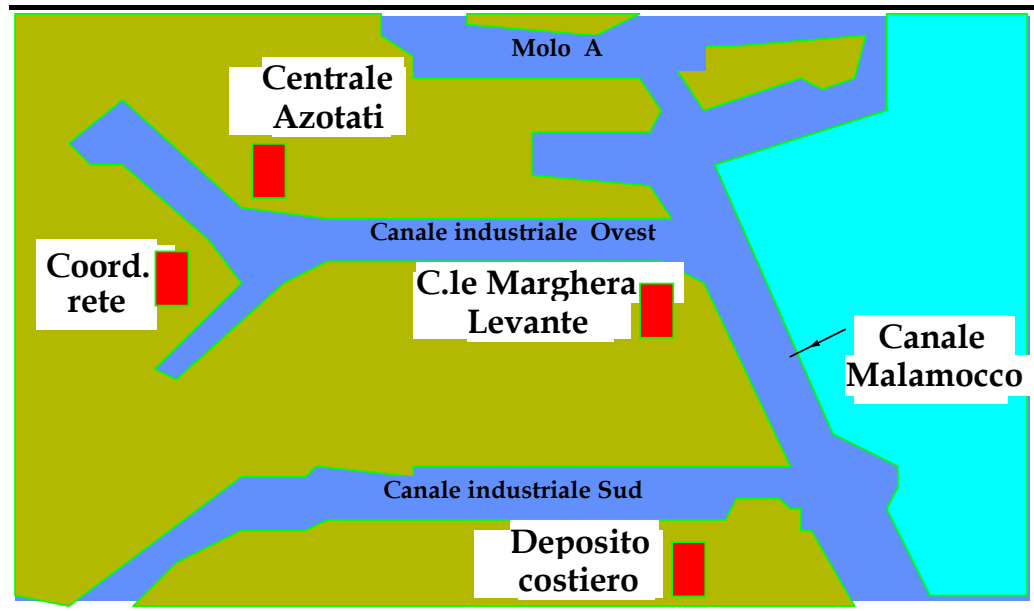
- produzione di energia elettrica;
- produzione di vapore;
- produzione di acqua demineralizzata;
- trasmissione e distribuzione di energia elettrica.

È costituito da quattro sezioni (Figura 4.2) principali distribuite su tutto il territorio della area industriale stessa:

1. La Centrale di Marghera Levante;
2. L'impianto di produzione acqua demineralizzata (presso la Centrale di Marghera Levante);

3. Il deposito costiero;
4. La rete elettrica di distribuzione e stazioni di trasformazione (coordinamento rete).

Figura 4.2 *Dislocazione Impianti*



La capacità produttiva annua complessiva degli impianti è di 4.500 GWh di energia elettrica, 3,6 milioni di tonnellate di vapore e 5,5 milioni di tonnellate di acqua demineralizzata, utilizzata sia per la produzione di vapore che per la fornitura diretta degli utenti.

Di seguito sono riportate le principali caratteristiche degli impianti Edison Termoelettrica siti nella Zona Industriale di Porto Marghera che non subiscono modifiche dalla realizzazione del presente progetto; per la descrizione della Centrale di Marghera Levante si rimanda al successivo capitolo 5.

4.1 *IMPIANTO PRODUZIONE ACQUA DEMINERALIZZATA*

Questo impianto è alimentato da acqua industriale prelevata dal Naviglio Brenta.

Il sistema è composta da due sezioni principali :

- sezione di pretrattamento, che riduce drasticamente la durezza e la torbidità dell'acqua industriale;
- sezione di demineralizzazione, per mezzo di processi di scambio ionico.

L'acqua demineralizzata viene utilizzata per:

- reintegro per le due caldaie tradizionali e per i due generatori di vapore a recupero della Centrale di Marghera Levante;
- reintegro del ciclo termico e dei due generatori di vapore della centrale Azotati;
- fornitura diretta allo stabilimento;
- produzione di vapore tecnologico.

4.2 *DEPOSITO COSTIERO FUSINA*

Il deposito costiero stoccaggio olio combustibile è situato a Fusina, a ridosso del canale industriale Sud.

Esso è accessibile mediante quattro ingressi, il principale dei quali è situato all'interno della centrale elettrica ENEL di Fusina.

L'olio combustibile potrebbe essere utilizzato nei due gruppi di produzione termici tradizionali della Centrale di Marghera Levante, in caso di mancanza di gas metano, ma non viene utilizzato dal 1994.

4.3 *RETE DI TRASMISSIONE E STAZIONI DI TRASFORMAZIONE*

La rete di distribuzione ad alta tensione è costituita da un anello a 220 kV che alimenta il carico elettrico dello stabilimento petrolchimico di Porto Marghera.

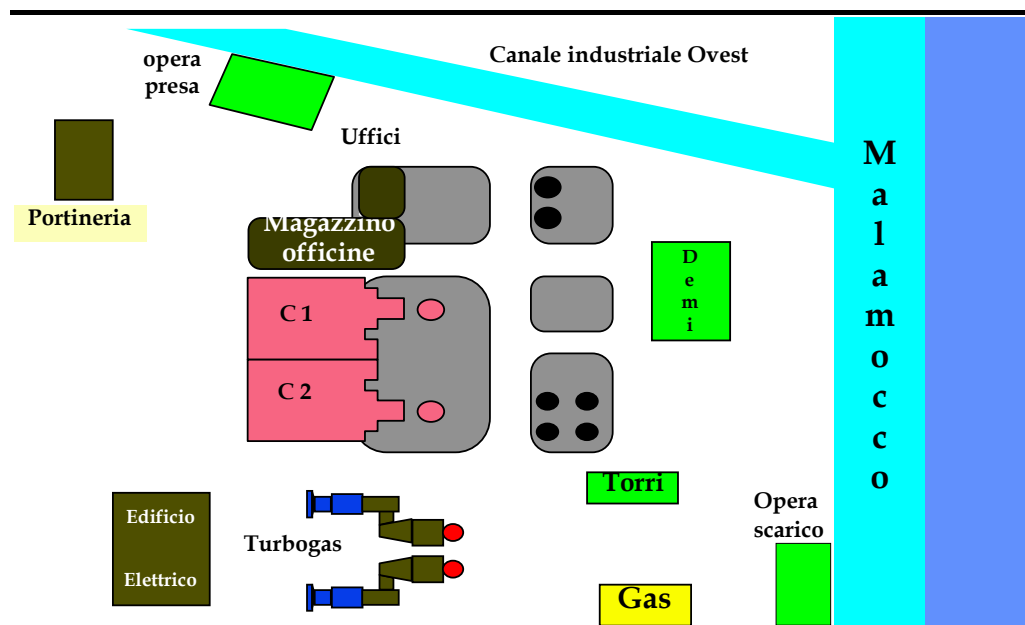
Questo anello è comprensivo di quattro stazioni di trasformazione (Stazione Prima, in cui è collocato il centro di controllo del sistema elettrico, Stazione Terza, Stazione Quarta, Stazione Azotati) ed è connesso con la rete nazionale ENEL e alla rete EDISON , mediante tre linee a 220 kV.

La principale stazione Edison di interconnessione con la rete nazionale AT è la Stazione Elettrica Malcontenta, sita all'esterno della zona industriale di Porto Marghera.

Le principali linee aeree ad alta tensione comprendono 8 linee a 220 kV, 2 a 130 kV e 2 a 50 kV, oltre a 4 cavi ad olio fluido tutti della tensione di 220 kV.

La Centrale Termica di Marghera Levante (Figura 5.1) è costituita da due unità combinate ciascuna della potenza di 298 MW_E e da una turbina a vapore a contropressione della potenza di 1,3 MW_E.

Figura 5.1 Lay-out della Centrale Esistente



La successiva Figura 5.2 localizza il sito della Centrale Termica di Marghera Levante su recente foto aerea della Zona Industriale di Porto Marghera.

5.1

COMPONENTI DI IMPIANTO

Ciascuna unità combinata è composta da:

- una unità turbogas con potenza nominale di 128 MW, tipo Frame 9 General Electric di costruzione Nuovo Pignone (1992);
- un alternatore 165 MVA, 15 kV, raffreddato ad aria collegato alla unità turbogas di produzione GEC-ALSTHOM (1992);
- un trasformatore di potenza 160 MVA, 15/220 kV di produzione ABB;
- un generatore di vapore (GVR), 180 t/h - 40 ate VOGT di produzione CEI;
- una unità termica convenzionale 560 t/h (540°C, 147 ate) di produzione TOSI-CE (1964/72);

Figura 5.2

Localizzazione della Centrale Termica di Marghera Levante



- una turbina a vapore 170 MW a risurriscaldamento intermedio, ciclo rigenerativo a sette spillamenti di costruzione TOSI);
- un alternatore 175 MVA (190 MVA per la unità 2), di costruzione Marelli raffreddato a idrogeno collegato alla turbina a vapore;
- un trasformatore elevatore raffreddato ad aria 180 MVA, 15/220 kV.

La *Figura 5.3* riproduce la situazione impiantistica attuale della Centrale Termica di Marghera Levante: le diverse sigle identificano i macchinari presenti così come descritti nella successiva *Tabella 5.1*.

Figura 5.3 *Schema Impiantistico - Situazione Attuale*

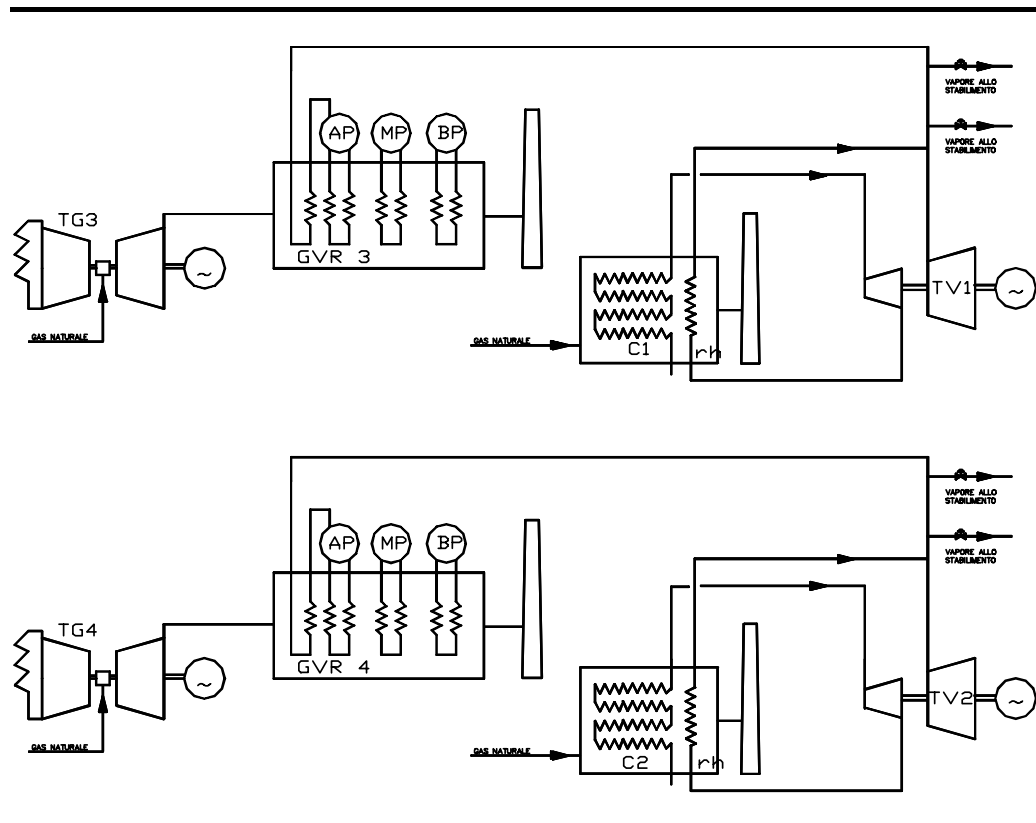


Tabella 5.1 *Sigle delle Apparecchiature*

Sigla	Apparecchiatura
C1	Caldaia n. 1
C2	Caldaia n. 2
TV1	Turbina a vapore n.1
TV2	Turbina a vapore n.2
TG3	Turbina a gas n. 3
TG4	Turbina a gas n. 4
GVR3	Generatore di Vapore a Recupero n. 3
GVR4	Generatore di Vapore a Recupero n. 4

I gas di combustione delle unità turbogas sono inviati al generatore di vapore (GVR) e utilizzati per la produzione di vapore (180 t/h, 40 ate al carico nominale) che può essere utilizzato sia per fornitura diretta al Petrolchimico

che per produzione di energia elettrica mediante immissione allo stadio di media pressione della turbina a vapore.

L'acqua di raffreddamento per i condensatori principali e per l'acqua dei circuiti ausiliari è prelevata direttamente dalla laguna mediante cinque pompe, di cui le prime due, con una portata di 44.600 m³/h, per i due condensatori principali, le restanti, con una portata di 2.700 m³/h, per i servizi ausiliari. L'acqua di raffreddamento per le due unità turbogas è garantita da un circuito chiuso raffreddato mediante tre torri di raffreddamento a ventilazione forzata.

Nelle due caldaie di tipo tradizionale può essere utilizzato indifferentemente come combustibile sia gas metano che olio combustibile. In particolare, la caldaia del gruppo due è predisposta anche per utilizzo di gas di raffineria (gas povero: circa 2.800 kcal/Nm³). Nelle unità turbogas è possibile utilizzare come combustibile sia gas metano che gasolio. A partire dal 1994, il combustibile utilizzato è il solo gas metano per tutti i gruppi di produzione.

Al fine di ridurre il quantitativo di ossidi di azoto (NO_x) emessi dalle unità turbogas, viene immesso direttamente nelle camere di combustione vapore prodotto nello stadio di media pressione dei generatori di vapore.

5.2 *FORNITURA DI VAPORE ED ENERGIA ELETTRICA*

5.2.1 *Assetto Elettrico Attuale*

L'energia elettrica prodotta dalla Centrale Termica di Marghera Levante è così utilizzata:

- quella prodotta dai turbogas è ceduta all'ENEL ai sensi del provvedimento CIP 6/92;
- quella prodotta dalle turbine a vapore è in parte utilizzata in regime di autoproduzione e in parte ceduta all'ENEL come eccedentaria.

Le unità turbogas Edison Termoelettrica sono normalmente gestite al massimo carico.

Le turbine a vapore vengono modulate fornendo il massimo carico nelle ore piene e al minimo/medio carico nelle ore vuote.

L'assetto elettrico attuale della Centrale è il seguente:

- i generatori turbogas, normalmente non connessi all'anello di stabilimento, sono collegati via cavo a 220 kV alla Stazione IV e da qui, via cavo e linea aerea, alla rete nazionale;

- i generatori delle turbine a vapore sono collegati via cavo a 220 kV alla Stazione IV e interconnessi all'anello di stabilimento che alimenta le più importanti utenze del polo petrolchimico.

5.2.2 *Assetto Vapore Attuale*

La domanda di vapore del Petrolchimico al sistema Edison Termoelettrica ammonta a circa 300 - 350 t/h durante l'inverno, con punte di 400 t/h, mentre durante le stagioni intermedie ed estiva, escluse le manutenzioni, la domanda media è dell'ordine di 250 t/h.

5.2.3 *Interdipendenza tra Assetto Vapore e Assetto Elettrico*

In base alle caratteristiche tecniche degli impianti, sono state studiate e realizzate logiche di controllo dei gruppi combinati tendenti ad assicurare la fornitura di vapore nei più vari assetti elettrici e la riduzione dei transitori a fronte di qualsiasi evento.

L'esercizio dei turbogas consente di sopperire alle più elevate richieste di vapore anche nel periodo estivo, normalmente penalizzato dalle fermate per manutenzione e dai vincoli posti sulla temperatura dell'acqua di raffreddamento immessa in della laguna.

5.3 *BILANCI ENERGETICI*

Nelle successive figure sono riportati i bilanci energetici relativi alla Centrale Termica di Marghera Levante nella configurazione attuale, mentre la *Tabella 5.2* sintetizza le prestazioni energetiche della Centrale nelle diverse situazioni analizzate.

Tabella 5.2 *Sintesi delle Prestazioni Energetiche - Situazione Attuale*

Energia termica immessa [MW]	Vapore Ceduto [t/h]	Produzione energia elettrica [MW]	vapore [MW]	Perdite elettriche e al camino [MW]	Perdite condensazione [MW]	totali [MW]	Rendimento termico *
1.254	0	560	0	202	488	690	45%
1.448	196	586	152	222	488	710	51%
1.578	450	586	340	234	418	652	59%

* Energia termica + energia elettrica / calore del combustibile

I bilanci energetici sono stati realizzati, sulla base di dati rilevati, considerando tre situazioni esemplificative di diverse condizioni di esercizio: in particolare varia la quantità di vapore fornita al Petrolchimico.

La *Figura 5.4* rappresenta una situazione puramente teorica, nella quale il vapore cogenerato e ceduto al Petrolchimico è nullo: in tale situazione (*Tabella 5.2*) l'energia termica immessa è minima, le perdite al condensatore, che scambia con l'acqua mare, massime e il rendimento termico pari al 45%.

Figura 5.4 Bilancio Energetico - Situazione Attuale - Vapore Ceduto Nullo

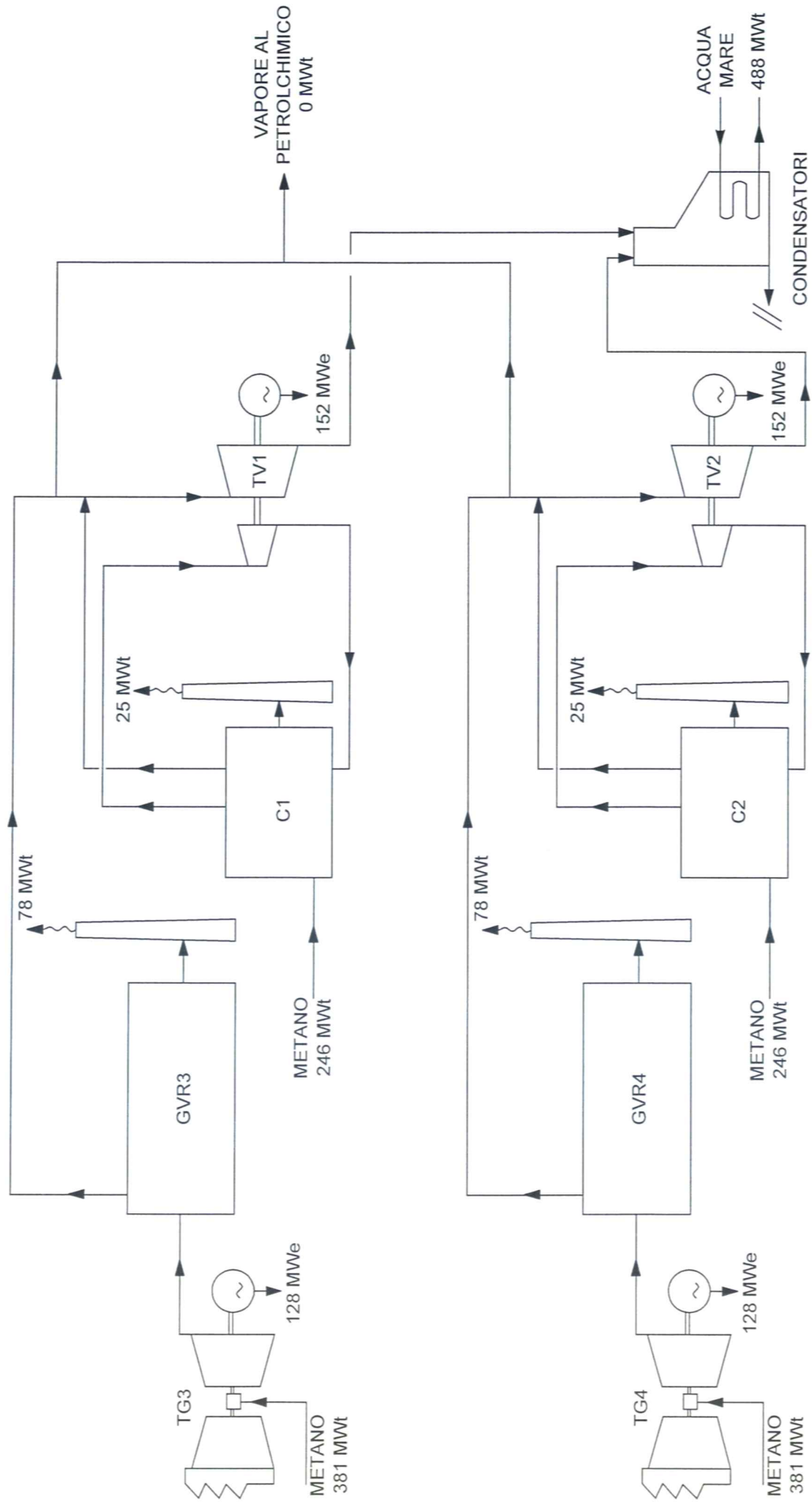


Figura 5.5 Bilancio Energetico - Situazione Attuale - Vapore Ceduto 196 t/h

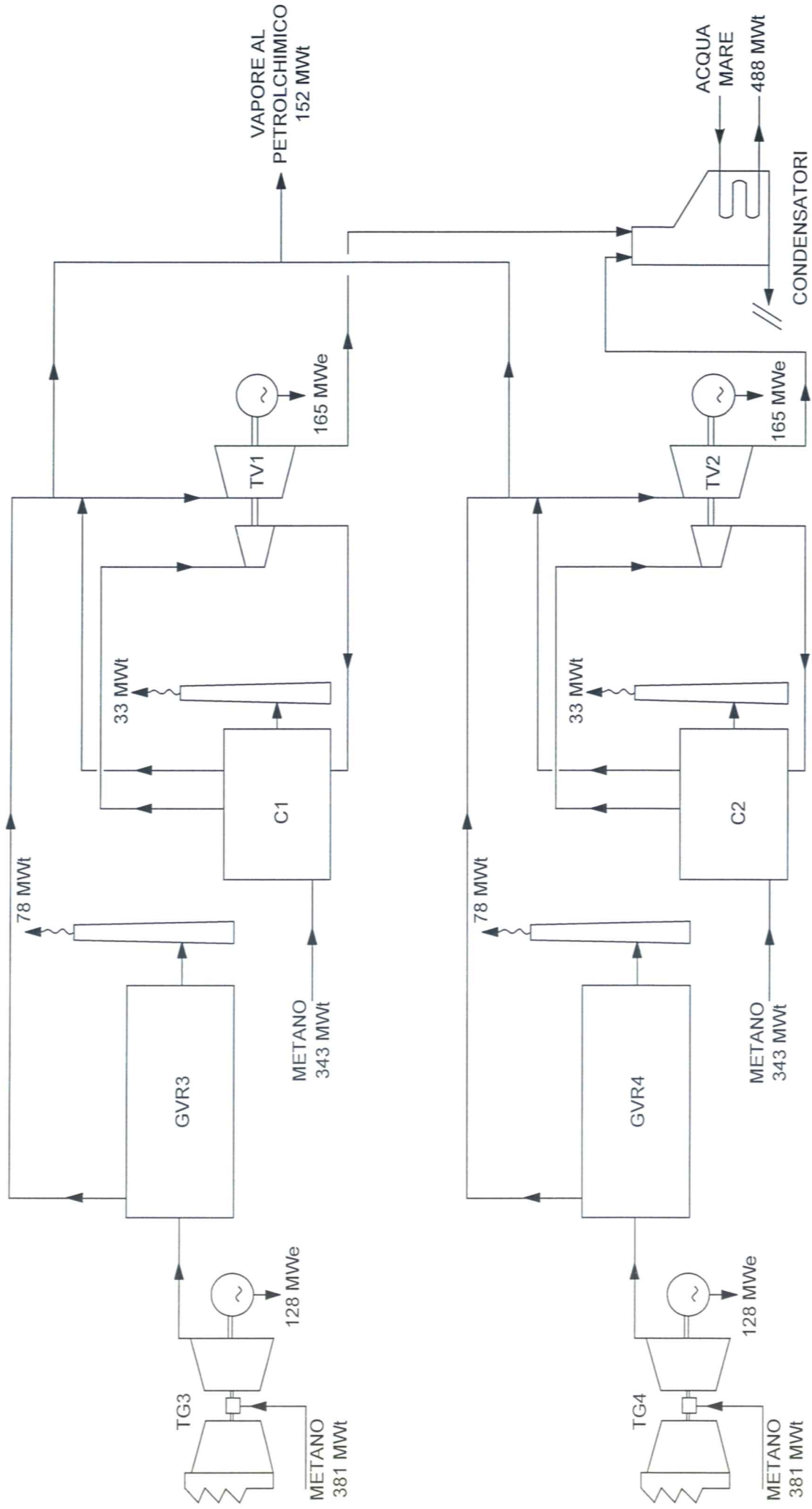
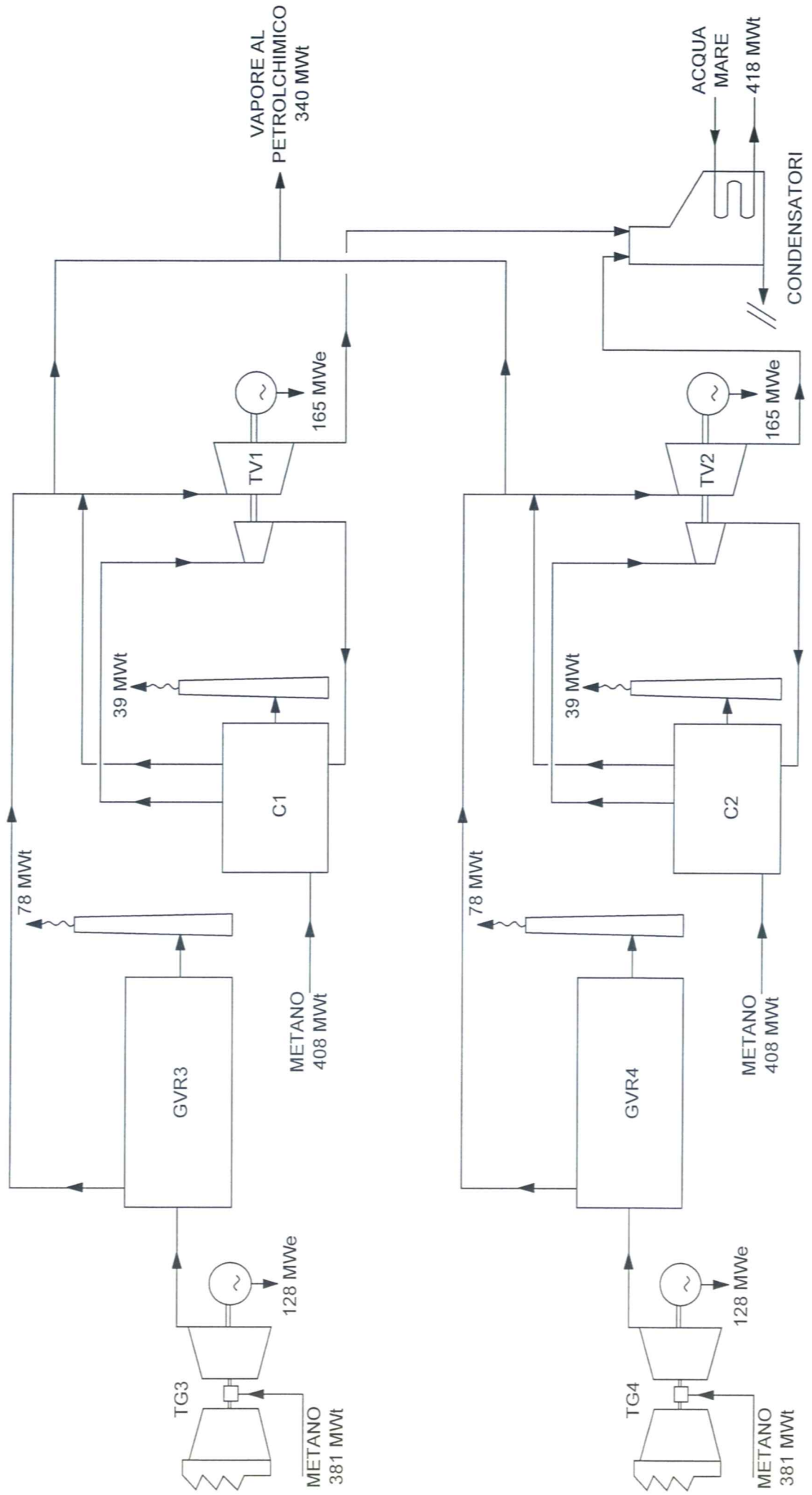


Figura 5.6 Bilancio Energetico - Situazione Attuale - Vapore Ceduto 450 t/h



La *Figura 5.5* rappresenta una situazione media, nella quale il vapore cogenerato e ceduto al Petrolchimico è pari a 196 t/h: aumenta sia l'energia termica immessa che l'energia prodotta (elettrica e vapore) mentre si riducono leggermente le perdite, il rendimento termico si attesta al 51%.

La *Figura 5.6* infine rappresenta la situazione di massima produttività della Centrale, con 450 t/h di vapore cedute al Petrolchimico: anche in questo scenario aumenta sia l'energia termica immessa che l'energia prodotta (elettrica e vapore) mentre si riducono le perdite, mentre il rendimento termico raggiunge il 59%.

5.4 INTERFERENZE CON L'AMBIENTE

5.4.1 Occupazione di Suolo

Le pertinenze della Centrale Termica di Marghera Levante occupano una superficie totale di 86.070 m².

La successiva *Tabella 5.3* riporta la superficie coperta, l'altezza massima e la volumetria degli edifici presenti nell'area della Centrale.

Tabella 5.3 *Superficie Coperta, Altezza Massima e Volumetria degli Edifici della Centrale Esistente*

	Superficie coperta [m ²]	Altezza massima [m]	Volumetria [m ³]
Area Turbine a Vapore			
Edificio turbine	2.985	32,8	97.600
Edificio ausiliari	576	20	11.520
Palazzina uffici	1.573	14	22.020
Generatori vapore (2)	1.406	50	55.433
Camini (2)	40	80	3.200
Edificio demineralizzazione	1.760	10	17.500
Serbatoi	2.452	18	16.206
Area turbogas			
Edificio elettrico	646	11,5	5.900
Caldaie a recupero (2)	600	20	6.528
Camini (2)	48	36	1.710
Turbogas (2)	880	8	7.040
Trasformatori	365	8	2.482
Racks tubi e cavi	1.155	6	---
Totale	14.486	---	247.139
Strade e piazzali	18.800	---	---

Il rapporto di copertura (volumetria totale/superficie totale dell'area) è pari a 2,87 m³/m².

5.4.2 *Prelievi e Scarichi Idrici*

Prelievi Idrici

La Centrale Termica di Marghera Levante effettua i seguenti prelievi idrici:

- acqua mare: l'impianto preleva, da apposita opera di presa collocata sul Canale Industriale Ovest, 44.000 t/h di acqua mare per il raffreddamento;
- acqua mare per il lavaggio delle griglie della sopra citata opera di presa, nella misura di $40 \div 50 \text{ m}^3/\text{h}$;
- acqua industriale: è fornita dal CUI (Consorzio Urbano Acque Industriali) che la preleva dal Naviglio Brenta e la distribuisce alla Centrale attraverso il sistema di distribuzione di proprietà Enichem. Edison Termoelettrica preleva complessivamente 4.350.000 t/a di acqua industriale (dati consuntivo 1997).

Vanno inoltre considerati modesti prelievi dall'acquedotto comunale di acqua potabile per usi sanitari.

La *Figura 5.7* riporta il bilancio idrico, relativo all'acqua industriale, della Centrale di Marghera Levante basato sui dati di consuntivo del 1997.

Figura 5.7 *Bilancio Idrico di Centrale - Situazione Attuale*



L'acqua industriale è utilizzata per:

- produzione di acqua filtrata per:

- attemperamento degli spurghi delle caldaie;
- reintegro del circuito chiuso con torri di raffreddamento dei servizi ausiliari dei turbogas;
- reintegro del circuito acqua antincendio;
- produzione di acqua demineralizzata per:
 - generazione vapore per abbattimento NO_x dei turbogas;
 - generazione di vapore da cedere al Petrolchimico;
 - integrazione delle caldaie;
 - alimentazione della Centrale Azotati;
 - vendita a terzi mediante autobotti.

Scarichi Idrici

L'impianto è dotato di sistemi fognari dedicati e separati per la raccolta e il trattamento delle diverse acque reflue. Tali acque comprendono:

- le acque di spurgo di caldaia, raccolte in apposite vasche, vengono riciclate al flocculatore dell'impianto di demineralizzazione;
- le acque inquinate da oli e di lavaggio sono trattate in apposite vasche di separazione quindi periodicamente allontanate tramite autospurghi;
- acque potenzialmente inquinate da oli, vengono riciclate al flocculatore dell'impianto di demineralizzazione;
- acque meteoriche, provenienti da aree non interessate da oli e altri inquinanti, sono raccolte nella fognatura industriale e scaricate a mare;
- le acque sanitari e mensa, dopo trattamento in vasca Imhoff, sono inviate al flocculatore dell'impianto di demineralizzazione, solo in emergenza agli scarichi n. 1 e 2 (vedere *Tabella 5.4*);
- i fanghi del flocculatore e le acque lavaggio filtri, dopo neutralizzazione, sono inviate all'impianto di trattamento reflui del polo Petrolchimico gestito da *Ambiente SpA*;
- le acque di lavaggio griglie opera di presa sono inviate agli scarichi n. 1 e 2 (vedere *Tabella 5.4*);
- l'acqua mare prelevata per il raffreddamento è interamente restituita alla Laguna, attraverso apposita opera di scarico collocata sul Canale Malamocco (n. 4 nella *Tabella 5.4*) con composizione chimica inalterata, se si eccettua l'utilizzo di antivegetativi (ipoclorito di sodio e *Klamtrol CD 1*).

La successiva *Tabella 5.4* riporta la situazione relativa agli scarichi autorizzati nella Centrale Termica di Marghera Levante.

Tabella 5.4 Scarichi Autorizzati

n.	Denominazione	Liquidi scaricati	Ubicazione
1	scarico a ovest opera di presa	acqua lavaggio griglie impianto trattamento mensa * acque meteoriche	Canale Industriale Ovest
2	scarico a est opera di presa	acqua lavaggio griglie acque meteoriche	Canale Industriale Ovest
3	a est scarico n. 2	impianto trattamento mensa * acque meteoriche	Canale Industriale Ovest
4	opera restituzione	acqua mare raffreddamento	Canale Malamocco

* solo emergenza

Le caratteristiche qualitative delle acque in uscita dall'impianto rispettano i parametri stabiliti dalla Tabella dell'allegato a DPR 962 del 20/9/73 sia per quanto riguarda i parametri chimici che l'innalzamento di temperatura.

Il valore della temperatura di scarico dell'acqua mare è monitorato in continuo ed è in vigore una procedura che prevede la riduzione dei carichi termici oppure la fermata dei gruppi nel periodo estivo prima che venga superata la massima temperatura (30°) autorizzata dal sopra citato DPR.

L'incremento di temperatura a 100 m di distanza dallo sbocco dello scarico che, come prescritto dalla vigente legislazione non deve superare di 3 °C la temperatura che si riscontrerebbe in assenza dallo scarico, è stata recentemente analizzata utilizzando i metodi descritti nel documento IRSA anno 13 n°4 che accoglie i suggerimenti del DL 9/10/1993 n. 408.

I risultati, consultabili nella documentazione di Centrale, indicano il rispetto della vigente normativa: per tutti i regimi di marea considerati nel corso del rilievo gli incrementi di temperatura sono sempre risultati al di sotto di 3°C.

Anche le acque scaricate in laguna sono sottoposte a controlli semestrali, tranne l'analisi del cloro che è giornaliera.

5.4.3 Emissioni in Atmosfera

Il gas naturale non contiene zolfo né polveri, sono quindi assenti gli ossidi di zolfo (SO₂), presenti invece nei processi che utilizzano altri combustibili fossili.

I principali effluenti gassosi inquinanti sono gli ossidi di azoto (NO_x) che si formano durante la combustione, sia dell'azoto atmosferico dell'aria comburente, sia dell'azoto contenuto nel combustibile.

Nel caso del gas naturale tutti gli NO_x derivano praticamente dall'azoto atmosferico essendo trascurabile il contenuto di azoto nel combustibile.

Le caratteristiche fisiche degli attuali camini sono indicate nella *Tabella 5.5*, mentre nella *Tabella 5.6* sono mostrate le composizioni massime nei principali inquinanti (corrispondenti alle concentrazioni autorizzate) e le emissioni medie del 1997 risultanti dai consuntivi del sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni. Le ore di funzionamento nel 1997 sono risultate 7.340 e 7.472 per C1 e C2 e 7.550 e 7.470 per TG3 e TG4 rispettivamente. Le emissioni di anidride carbonica sono state invece calcolate dal consumo di gas naturale.

Confrontando i dati di emissione orari (massimi) con i consuntivi del 1997 si può notare che gli assetti di esercizio mantenuti nel 1997 hanno portato a emissioni nettamente inferiori a quelle autorizzate.

Tabella 5.5 *Caratteristiche Fisiche dei Camini*

Camino	Denominazione	Altezza [m]	Diametro interno [m]	Portata [kg/h]	Velocità [m/s]	Temp. [°C]
1	Turbogas TG3	35	5,2	1.470.000	21,8	130
2	Turbogas TG4	35	5,2	1.470.000	21,8	130
3	Centrale Termica C1	80	4,4	607.000	12,6	130
4	Centrale Termica C2	80	4,4	607.000	12,6	130

Tabella 5.6 *Caratteristiche delle Emissioni*

Camino	Portata fumi anidri [Nm ³ /h]	NOx				CO			CO ₂
		concentrazione (max) [mg/Nm ³]	flusso (max) [kg/h]	emissione (max) [t]	consuntivo 1997 [t]	concentrazione (max) [mg/Nm ³]	flusso (max) [kg/h]	stima annua [t]	consuntivo 1997 [t]
TG3	1.095.000 (15%O ₂)	150	164	1.238	602	100	109	44	573.900
TG4	1.095.000 (15%O ₂)	150	164	1.225	571	100	109	44	573.500
C1	510.700 (3%O ₂)	530	270 *	1.468	683	100	180	113	432.200
C2	510.700 (3%O ₂)	530	270 *	1.494	816	100	180	113	501.900
Totale	3.211.000	---	868	5.426	2.672	---	578	314	2.081.500

* massimo contemporaneo 400 kg/h

Sui camini sono infatti installati sistemi automatici di monitoraggio continuo delle emissioni per consentire la raccolta e l'analisi dei dati più importanti.

5.4.4 *Rifiuti*

La quantità annua di rifiuti prodotti, secondo il consuntivo del 1997, è riportata nella *Tabella 5.7*.

Tabella 5.7 *Rifiuti Prodotti (Consuntivo 1997 - dati in kg)*

Tipo	Descrizione	Quantità
non pericolosi	filtri aria turbogas	23.460
	totale non pericolosi	852.970
pericolosi	acque lavaggio turbogas	32.000
	totale pericolosi	81.670
Totale		934.640

Il progetto di risanamento ambientale con ripotenziamento della Centrale Termica di Marghera Levante prevede:

- la fermata delle due caldaie termiche tradizionali: la Caldaia 1 (C1) è smantellata, mentre la Caldaia 2 (C2) è mantenuta come riserva fredda;
- l'installazione di una nuova unità turbogas (TG5) ad alta efficienza e a basse emissioni, con generatore di vapore a recupero: il vapore prodotto alimenta la turbina a vapore 2 (TV2) esistente;
- interventi interni per permettere l'alimentazione della turbina a vapore 1 (TV1) esistente dai turbogas esistenti (TG3 e TG4);
- la realizzazione di un nuovo cavo interrato a 220 kV per il collegamento della nuova unità turbogas alla Stazione Elettrica Edison Termoelettrica di Malcontenta.

Il programma di realizzazione dell'intervento prevede l'entrata in servizio della Centrale ripotenziata nell'estate del 2001: per rispettare tale scadenza è necessario il conseguimento delle necessarie autorizzazioni entro marzo 1999 per poter dar luogo agli ordini di acquisto della turbina a gas.

La planimetria di progetto della Centrale è riportata nella successiva *Figura 6.1*, mentre la *Figura 6.2* riporta la vista dell'impianto progettato secondo due ipotesi progettuali che prevedono rispettivamente la caldaia posizionata in orizzontale o in verticale.

6.1

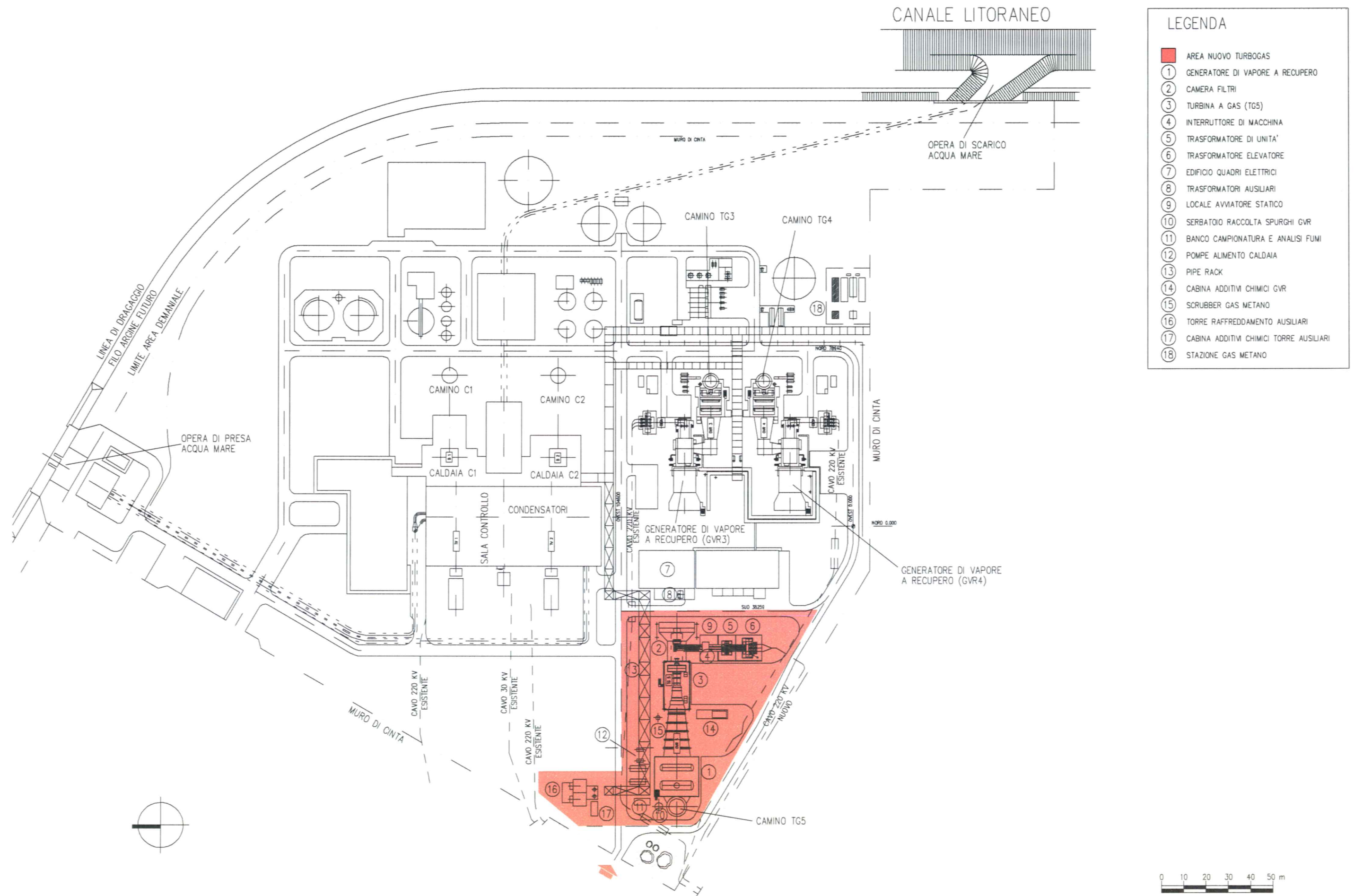
COMPONENTI DI IMPIANTO

La nuova turbina a gas ha una potenza termica di circa 685 MW_T e una potenza elettrica di circa 250 MW_E.

È alimentata da gas metano prelevato dall'esistente metanodotto.

Il bruciatore è del tipo DLN (Dry Low NO_x) che consente la minimizzazione degli NO_x, che avviene mediante premiscelazione dell'aria e del combustibile, consentendo la riduzione dei picchi di temperatura all'interno della fiamma.

Figura 6.1 Planimetria di Progetto

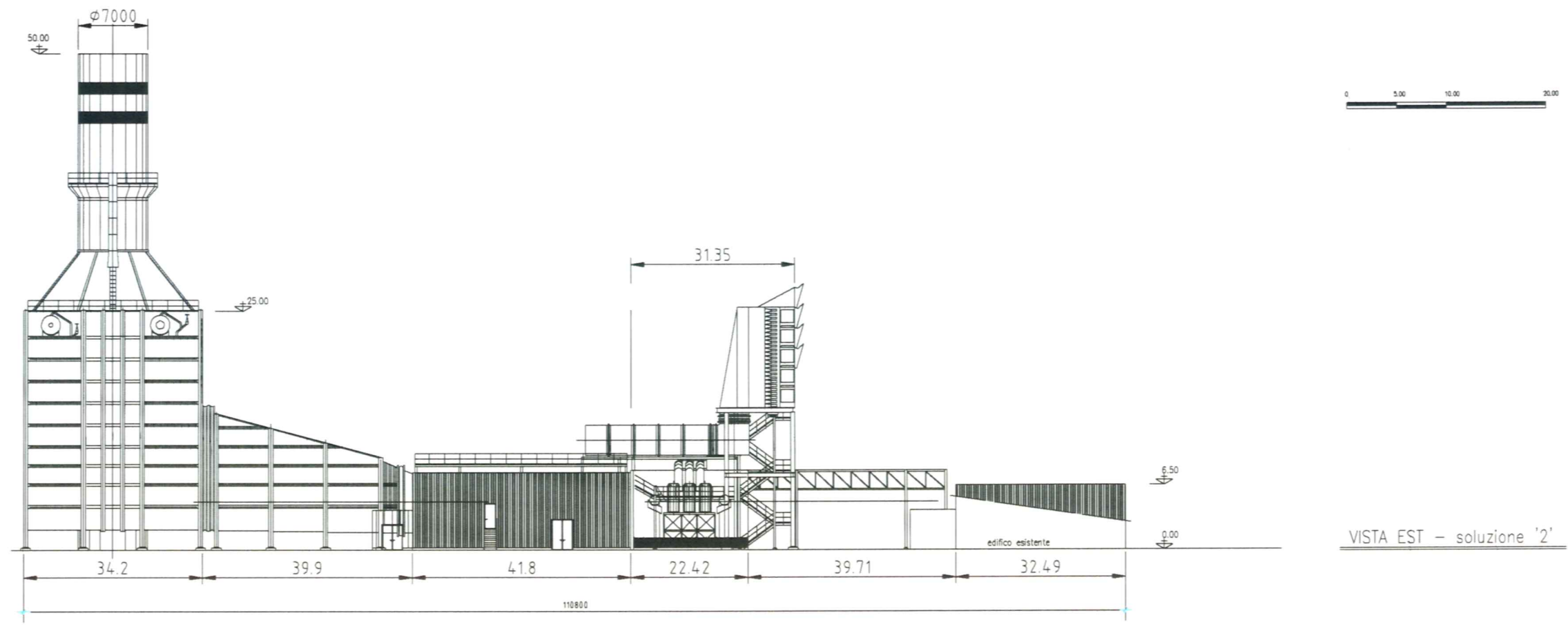
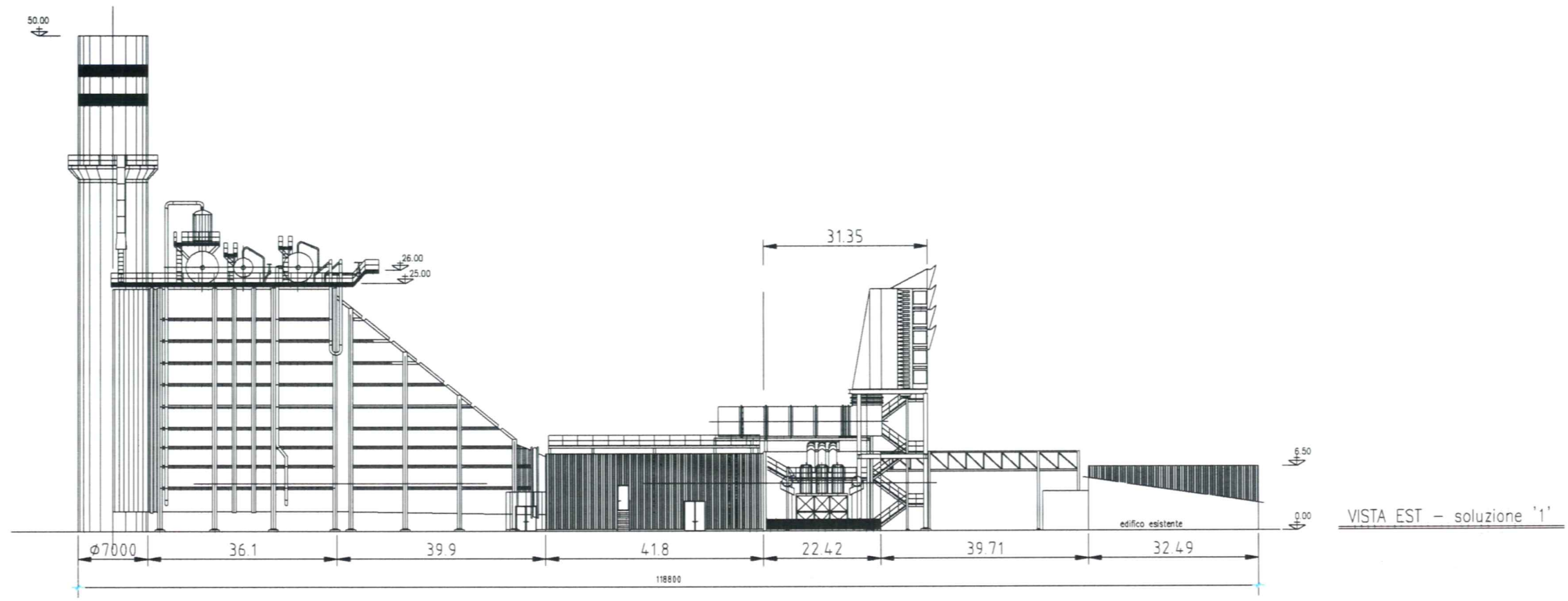


LEGENDA

■	AREA NUOVO TURBOGAS
①	GENERATORE DI VAPORE A RECUPERO
②	CAMERA FILTRI
③	TURBINA A GAS (TG5)
④	INTERRUTTORE DI MACCHINA
⑤	TRASFORMATORE DI UNITA'
⑥	TRASFORMATORE ELEVATORE
⑦	EDIFICIO QUADRI ELETTRICI
⑧	TRASFORMATORI AUSILIARI
⑨	LOCALE AVVIATORE STATICO
⑩	SERBATOIO RACCOLTA SPURGHII GVR
⑪	BANCO CAMPIONATURA E ANALISI FUMI
⑫	POMPE ALIMENTO CALDAIA
⑬	PIPE RACK
⑭	CABINA ADDITIV CHIMICI GVR
⑮	SCRUBBER GAS METANO
⑯	TORRE RAFFREDDAMENTO AUSILIARI
⑰	CABINA ADDITIV CHIMICI TORRE AUSILIARI
⑱	STAZIONE GAS METANO

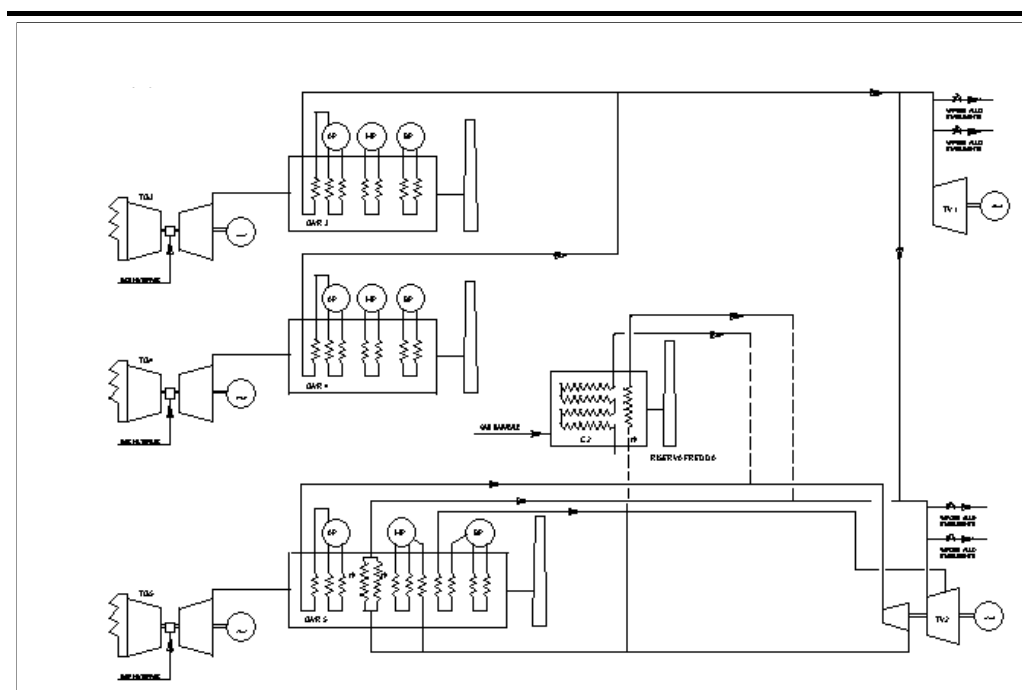


Figura 6.2 Vista della Situazione di Progetto



Lo schema impiantistico previsto è riportato nella *Figura 6.2*.

Figura 6.2 *Schema Impiantistico - Situazione di Progetto*



Il generatore di vapore a recupero, che non prevede postcombustore ed è dotato di risurriscaldatore, produce vapore a tre livelli di pressione come riportato nella *Tabella 6.1*, ed è dotata di un camino dell'altezza di circa 50 m e del diametro di 6,6 m.

Tabella 6.1 *Caratteristiche del Vapore Prodotto dal Generatore di Vapore a Recupero*

Livelli di pressione	Pressione [bar]	Temperatura [°C]	Portata [t/h]
Alta	140	540	285
Media	28	336	86
Bassa	3,9	220	39

La realizzazione dell'intervento di ripotenziamento con risanamento nella Centrale Termica di Marghera Levante prevede la realizzazione inoltre di vari interventi ausiliari quali l'installazione di un nuovo trasformatore elevatore collegato con il generatore alternatore del nuovo turbogas, la realizzazione di una nuova cabina metano e di una piccola torre di raffreddamento ausiliari.

L'alimentazione di gas metano alla nuova unità turbogas, come del resto della Centrale, è assicurato dal metanodotto SNAM di 1^a specie con pressione nominale di 72 bar. Non è prevista alcuna modifica del metanodotto esistente, che si presenta idoneo alla fornitura anche della nuova unità turbogas.

Gli obiettivi generali dell'intervento Edison Termoelettrica di risanamento ambientale con ripotenziamento della Centrale Termica di Marghera Levante relativamente all'interfaccia con il Petrolchimico e la rete elettrica ad alta tensione sono di seguito riassunte:

- ridurre al minimo le modifiche all'assetto attuale della rete elettrica ad alta tensione interna al Petrolchimico, eventualmente introducendo, se possibile, cambiamenti finalizzati ad aumentarne l'affidabilità;
- mantenere l'esistente affidabilità della fornitura vapore.

Ciò è motivato dalla necessità di affidabilità dell'esistente sistema elettrico e dai programmi di sviluppo e razionalizzazione del Petrolchimico, che non prevedono sostanziali incrementi dei consumi di vapore.

6.2.1

Assetto Elettrico di Progetto

L'energia elettrica prodotta dalla Centrale Termica di Marghera Levante dopo il ripotenziamento sarà così utilizzata:

- quella prodotta dai turbogas esistenti è ceduta, fino al 2007, all'ENEL ai sensi del provvedimento CIP 6/92;
- quella prodotta dal nuovo turbogas e dalle turbine a gas esistenti è destinata al mercato libero.

Per l'esportazione della produzione elettrica aggiuntiva (180 MW_E nominali) sono necessari interventi di limitata entità sull'esistente sistema a 220 kV:

- le esistenti unità turbogas sono collegate all'anello elettrico di stabilimento. In tal modo l'alimentazione dei carichi preferenziali è garantita, oltre che da tali turbogas, dalle due turbine a vapore esistenti, mentre la Stazione IV, il nodo più importante del sistema elettrico del Petrolchimico, è connessa al Petrolchimico da tre linee invece delle due attuali, utilizzando diversamente le linee aeree e interrato esistenti;
- il nuovo turbogas è normalmente collegato alla stazione di Malcontenta attraverso nuovo cavo interrato a 220 kV, in modo da non influenzare l'assetto dell'anello di stabilimento del Petrolchimico; durante le manutenzioni delle unità esistenti ne è previsto il collegamento all'anello di stabilimento per migliorarne l'affidabilità.

6.2.2

Collegamento con la Rete ad Alta Tensione Nazionale

La potenza elettrica aggiuntiva prodotta dalla nuova unità turbogas (TG5) della Centrale termica di Marghera Levante è esportata attraverso nuovo cavo

interrato a 220 kV, che dalla Stazione Quarta raggiunge la Stazione Elettrica Edison Termoelettrica di Malcontenta, con un percorso in parte interno alla Zona Industriale e in parte lungo sedi stradali.

Per l'esportazione della potenza elettrica aggiuntiva dalla stazione elettrica di Malcontenta alla rete nazionale ENEL occorre prevedere una modifica all'attuale collegamento a 220 kV.

Sono in corso studi congiunti con ENEL per la definizione della soluzione tecnica che prevede, nelle ipotesi attuali:

- utilizzo per due sostegni di mensole libere su una linea esistente con palificata a doppia terna oggi utilizzata a semplice terna;
- realizzazione in adiacenza della stazione elettrica di Malcontenta di un nuovo sostegno;
- modifica dei collegamenti ad elettrodotti e stazioni esistenti in zona.

6.2.3 *Assetto Vapore di Progetto*

La fornitura di vapore mantiene l'affidabilità attuale in quanto è assicurata dai generatori a recupero dei turbogas esistenti: il vapore in eccesso è immesso nell'esistente turbina a vapore 1 per essere successivamente condensato. La necessaria riserva, per disservizi o manutenzioni, è assicurata dall'esistente turbina a vapore 2 alimentata dal generatore di vapore a recupero del nuovo turbogas.

6.3 *BILANCI ENERGETICI*

Nelle successive figure sono riportati i bilanci energetici relativi alla Centrale Termica di Marghera Levante nella configurazione di progetto, mentre la *Tabella 6.2* sintetizza le prestazioni energetiche della Centrale nelle diverse situazioni analizzate.

I dati riportati per il nuovo turbogruppo (TG5) sono indicativi.

Tabella 6.2 *Sintesi delle Prestazioni Energetiche - Situazione di Progetto*

Energia termica immessa [MW]	Vapore Ceduto [t/h]	Produzione energia vapore elettrica [MW] [MW]		Perdite elettriche e al camino [MW]	Perdite condensazione [MW]	totali [MW]	Rendimento termico *
1447	0	756	0	236	456	692	52%
1447	196	708	152	236	352	588	59%
1447	450	646	340	236	226	462	68%

* Energia termica + energia elettrica / calore del combustibile

Figura 6.4 Bilancio Energetico - Situazione di Progetto - Vapore Ceduto Nullo

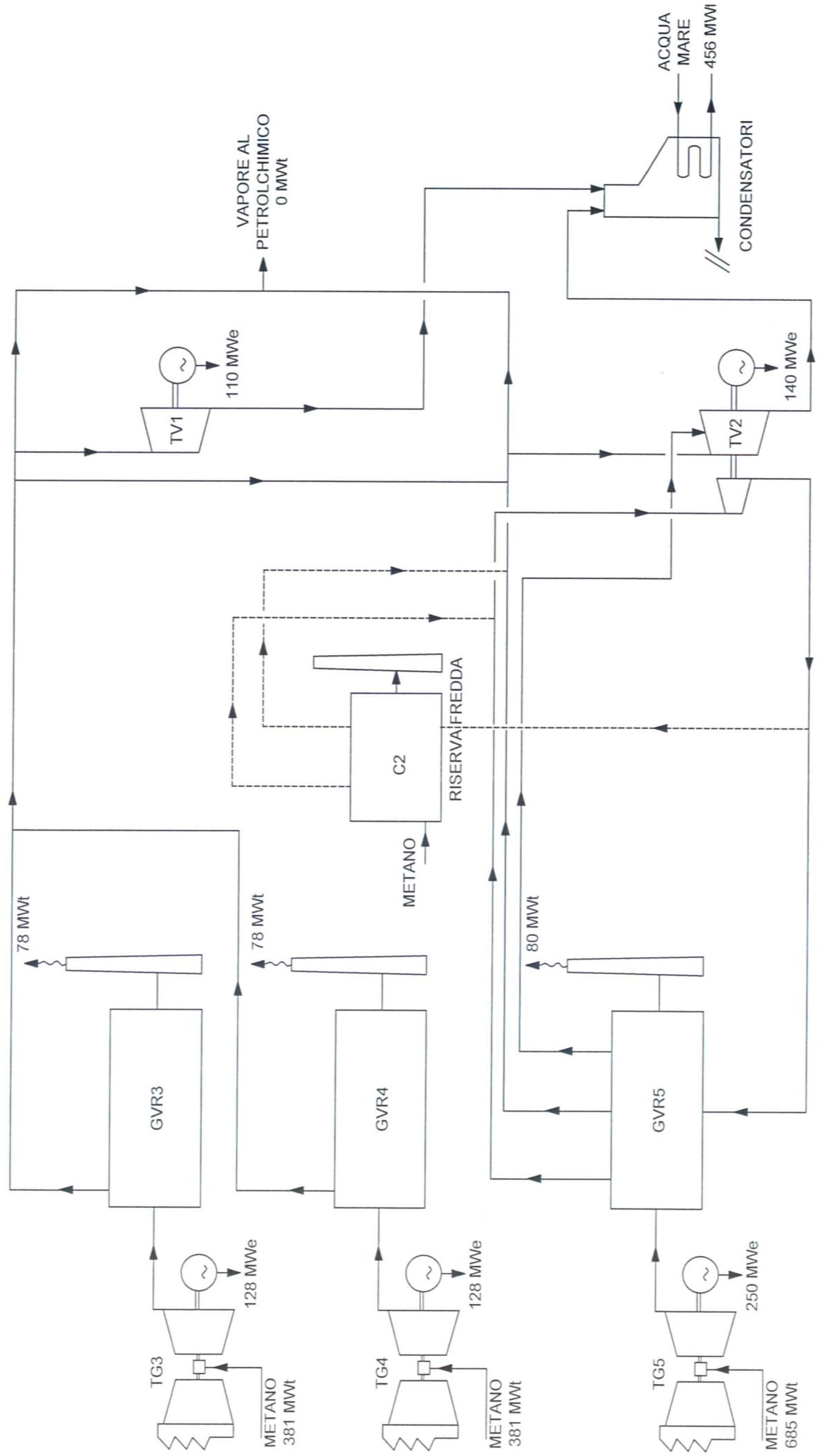


Figura 6.5 Bilancio Energetico - Situazione di Progetto - Vapore Ceduto 196 t/h

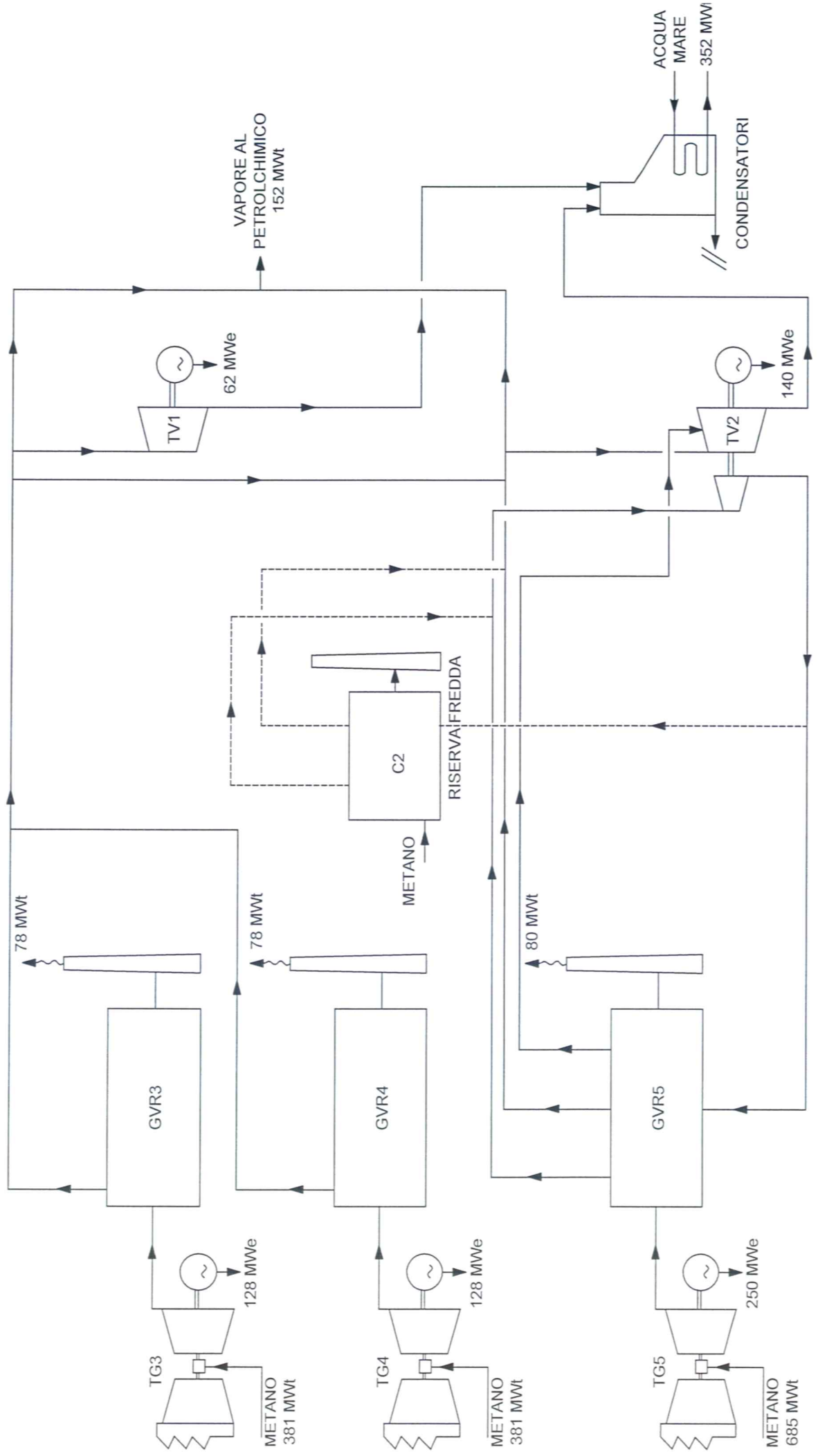
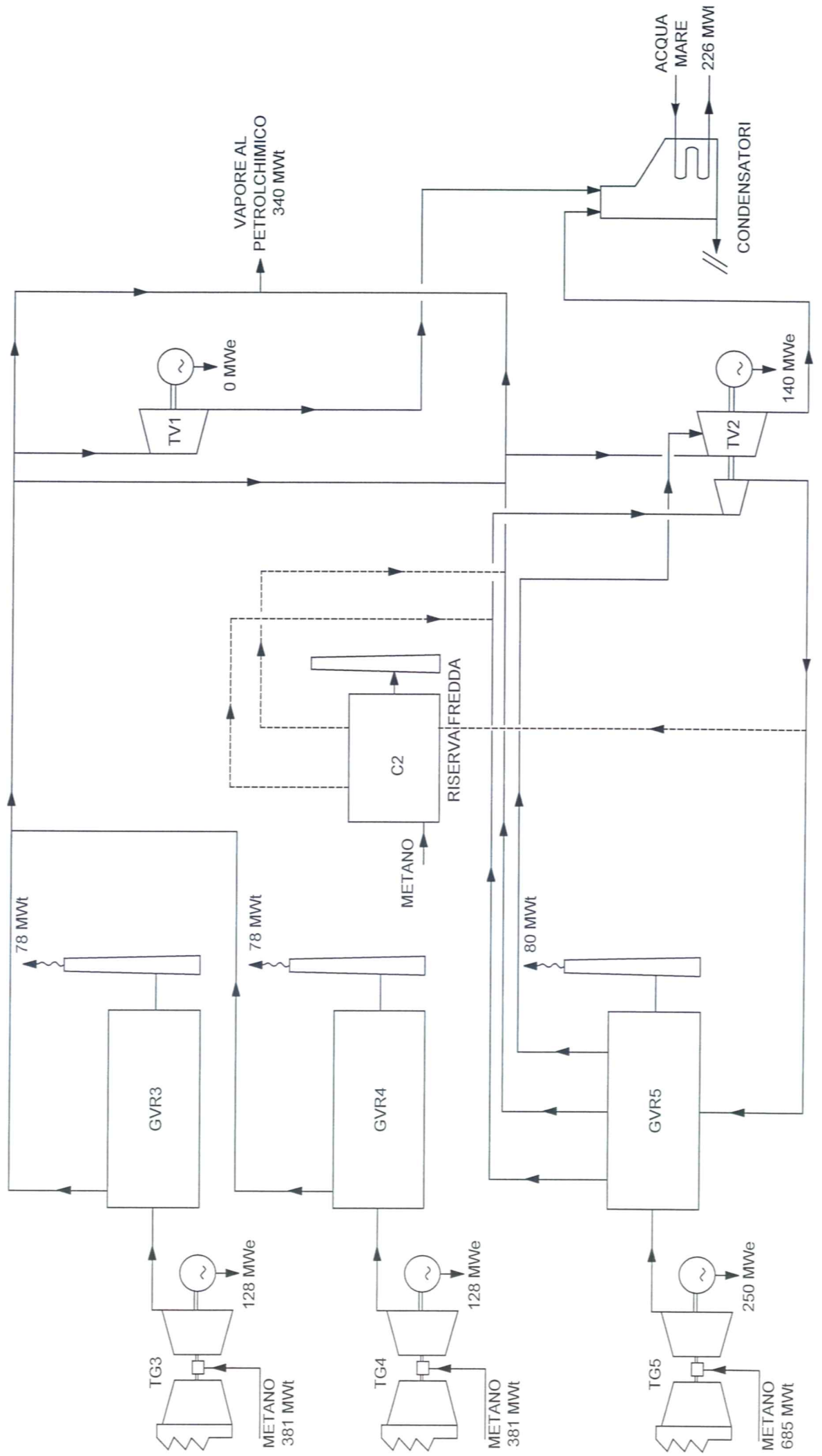


Figura 6.6 Bilancio Energetico - Situazione di Progetto - Vapore Ceduto 450 t/h



I bilanci energetici sono stati realizzati considerando tre situazioni esemplificative di diverse condizioni di esercizio: in particolare varia la quantità di vapore fornita al petrolchimico.

Tali situazioni sono le medesime analizzate per la Centrale nella configurazione attuale e riportate nel precedente *paragrafo 5.3*.

È importante notare come nella situazione di progetto l'energia termica immessa è costante, mentre al variare della produzione di vapore si riduce la produzione di energia elettrica e le perdite di energia, in particolare quella ceduta dai condensatori all'acqua mare di raffreddamento.

La *Figura 6.4* rappresenta una situazione puramente teorica, nella quale il vapore cogenerato e ceduto al Petrolchimico è nullo: in tale situazione (*Tabella 6.2*), a parità di energia termica immessa, le perdite al condensatore, che scambia con l'acqua mare, e la produzione di energia elettrica sono massime e il rendimento termico è pari al 52%.

La *Figura 6.5* rappresenta una situazione media, nella quale il vapore cogenerato e ceduto al Petrolchimico è pari a 196 t/h: rimanendo costante l'energia termica immessa, l'energia elettrica prodotta (elettrica e vapore) si riduce, così come le perdite di condensazione e il rendimento termico si attesta al 59%.

La *Figura 6.6* infine rappresenta la situazione di massima produttività cogenerativa della Centrale, con 450 t/h di vapore cedute al Petrolchimico: sempre a parità di energia termica immessa, l'energia elettrica prodotta è minima, così come le perdite di condensazione, mentre il rendimento termico raggiunge il 68%.

Infine la *Tabella 6.3* riporta le variazioni percentuali nelle prestazioni energetiche della Centrale ripotenziata rispetto alla situazione attuale.

Tabella 6.3 *Variazione delle Prestazioni Energetiche nella Situazione di Progetto*

Energia termica immessa [%]	Vapore Ceduto [t/h]	Produzione energia elettrica [%]	vapore	Perdite elettriche e al camino [%]	condensazione [%]	totali [%]	Rendimento termico *
+15%	0	+35%	---	+17%	-7%	+10%	+16%
-0%	196	+21%	---	+6%	-28%	-22%	+16%
-8%	450	+10%	---	+1%	-46%	-45%	+15%

* Energia termica + energia elettrica / calore del combustibile

6.4 INTERFERENZE CON L'AMBIENTE

6.4.1 Fase di Cantiere

Per la costruzione del nuovo impianto Edison Termoelettrica prevede un investimento di circa 250 miliardi di lire.

La fase di cantiere è prevista della durata di circa 18 mesi.

Non si prevedono apprezzabili incrementi di domanda di trasporto per la movimentazione dei macchinari e delle attrezzature.

In particolare sono prevedibili solo alcuni trasporti eccezionali per il trasporto delle apparecchiature elettromeccaniche non riducibili a parti componenti.

Durante la fase di costruzione è previsto un fabbisogno di manodopera stimabile in circa 250 - 300 addetti nei 18 mesi di apertura del cantiere.

6.4.2 Occupazione di Suolo

La realizzazione della nuova unità turbogas si sviluppa esclusivamente all'interno dell'attuale area di Centrale, come evidenziato nella *Figura 6.1*.

Sono previste le seguenti demolizioni:

- il camino della Caldaia C1 è completamente demolito;
- il fabbricato della Caldaia C1 è demolito fino all'altezza di circa 35 m.

La nuova unità turbogas impegna una superficie di circa 7.000 m² all'interno dell'area esistente di Centrale.

Tabella 6.4 *Superficie Coperta, Altezza Massima, Volumetria degli Edifici e Volumetria Demolita della Centrale nella Situazione di Progetto*

	Superficie coperta [m ²]	Altezza massima [m]	Volumetria [m ³]
Totale impianto esistente	14.486		247.139
Strade e piazzali esistenti	18.800		
Demolizioni			9.915
Impianto nuovo			
Ampliamento edificio elettrico	425	7	2.975
Turbogas	510	26	6.880
Caldaia a recupero	590	26	13.030
Camino	40	50	1.920
trasformatori	625	8	3.840
componenti minori	200	6	900
racks tubi e cavi	850	6	0
Nuovo impianto	3.240	---	29.545
Nuove strade e piazzali.	3.550	---	---
Totale impianto di progetto	17.726	---	266.796
Totale strade e piazzali	22.350	---	---
Variazioni:			
Edifici	3.240	---	19.630
Strade e piazzali	3.550	---	---

La *Tabella 6.4* riporta la superficie coperta, l'altezza massima, la volumetria degli edifici e la volumetria demolita nell'area della Centrale.

L'incremento di superficie coperta è di circa 3.200 m², pari a +22%, mentre la volumetria, considerate le demolizioni, aumenta di circa 19.630 m³, pari a +8%.

Le aree utilizzate per strade e piazzali subiscono un incremento di circa 3.550 m², pari a +19%.

Il rapporto di copertura (volumetria totale/superficie totale dell'area) dell'impianto di progetto è pari a 3,1 m³/m², leggermente superiore a quello della situazione attuale (2,87 m³/m²), con un incremento dell'8%.

6.4.3 *Inserimento Paesaggistico*

Per simulare la situazione di progetto sono stati realizzati tre foto inserimenti riguardanti la Centrale nella situazione di progetto.

Tali foto inserimenti sono stati realizzati a partire da riprese fotografiche della Centrale esistente nelle quali, con le tecniche del fotoritocco computerizzato, sono state eliminate le opere quelle per cui è prevista la demolizione, quindi utilizzando programmi di modellazione tridimensionale è stato realizzato il modello 3D del nuovo gruppo che, con tecniche di rendering computerizzato, è stato inserito con dimensioni reali nel fotogramma.

Ogni foto inserimento è stato montato in una figura che riporta, oltre al foto inserimento stesso, la ripresa fotografica originale e l'individuazione planimetrica del relativo punto di ripresa. Le simulazioni di inserimento paesaggistico realizzate sono:

- vista da sud est, ripresa dall'isola delle Trezze (*Figura 6.7*);
- vista da est, ripresa dalla stessa 'isola delle Trezze, ma più a nord (*Figura 6.8*);
- vista da nord, ripresa dal Molo "B" antistante al sito dell'impianto (*Figura 6.9*).

Tali punti di vista, tutti interni alla Zona Industriale, sono stati selezionati secondo il criterio di produrre simulazioni in cui la presenza del nuovo impianto sia evidente: in fase preliminare sono state considerate delle immagini fotografiche riprese dal Ponte della Libertà e dall'Isola del Tronchetto (Venezia), ma in entrambi i casi le modifiche apportate dalla realizzazione del progetto risultavano assolutamente non visibili in quanto o coperte da altre strutture della Zona Industriale o troppo lontane dal punto di ripresa.

La *Figura 6.7* riporta il foto inserimento del nuovo gruppo visto dall'isola delle Trezze, isola antistante al sito dell'impianto al di là del Canale Malamocco. Il confronto tra la situazione attuale e futura evidenzia come il futuro profilo contro cielo dell'impianto di progetto sia meno evidente di quello attuale: infatti le moli del camino e dell'edificio caldaia demoliti, in primo piano nella ripresa, sono molto più evidenti di quello del nuovo turbogas, più basso e allungato, che si trova in secondo piano e parzialmente schermato da opere esistenti.

Va considerato infatti che il pubblico ha soprattutto visioni da lontano dell'opera progettata, nelle quali spiccano gli elementi verticali: dunque dalle visioni attingibili della città, la sostituzione di un camino più alto (80 m) con uno più basso (50 m) e la parziale demolizione della caldaia (da 50 a 35 m) e la presenza dell'edificio basso e allungato del nuovo gruppo (dell'altezza massima di 26 m) ridurrà l'evidenza dell'opera.

La *Figura 6.8*, ripresa da un punto di vista è collocato un poco più a nord della precedente, evidenzia come si assista nella situazione di progetto a una complessiva riduzione dell'evidenza dell'impianto, in quanto la mole delle opere demolite, collocate in fronte alla laguna, è prevalente rispetto a quella del nuovo gruppo, posto dietro ad opere esistenti che fanno da schermo. L'inserimento in *Figura 6.8*, dove il camino del nuovo gruppo si intravede dietro i turbogruppi esistenti, mostra in modo efficace che il nuovo gruppo sarà spesso celato da opere esistenti nelle viste dalla laguna, le più consuete per il pubblico.

La *Figura 6.9*, ripresa dal Molo B, antistante al sito di impianto al di là del Canale Industriale Ovest, presenta una visione laterale del nuovo impianto: anche in questo caso si è in presenza di una ripresa non effettuata al livello del terreno, ma da una gru per container dell'altezza di circa 25 m: ne deriva una maggior visione, non ordinaria, della base degli edifici di Centrale: anche in questo caso risulta evidente alleggerimento del profilo contro cielo dell'impianto grazie alla demolizione del camino e dell'edificio caldaia, mentre le nuove opere inserite, più basse, si integrano meglio con il profilo degli altri fabbricati presenti.

In conclusione si può affermare che l'analisi dei foto inserimenti prodotti evidenzia che l'effetto derivante dalla demolizioni del camino e di parte dell'edificio caldaia C1 e dalla costruzione del nuovo gruppo turbogas determina un alleggerimento del profilo contro cielo della Centrale termica di Marghera Levante riducendone la visibilità sia dai punti di vista considerati che da altri punti della città in quanto si riduce il numero e l'altezza degli elementi verticali maggiormente visibili.

Figura 6.7 Foto-Inserimento del Nuovo Gruppo - Vista da Sud - Est



Figura 6.8 Foto-Inserimento del Nuovo Gruppo - Vista da Sud - Est

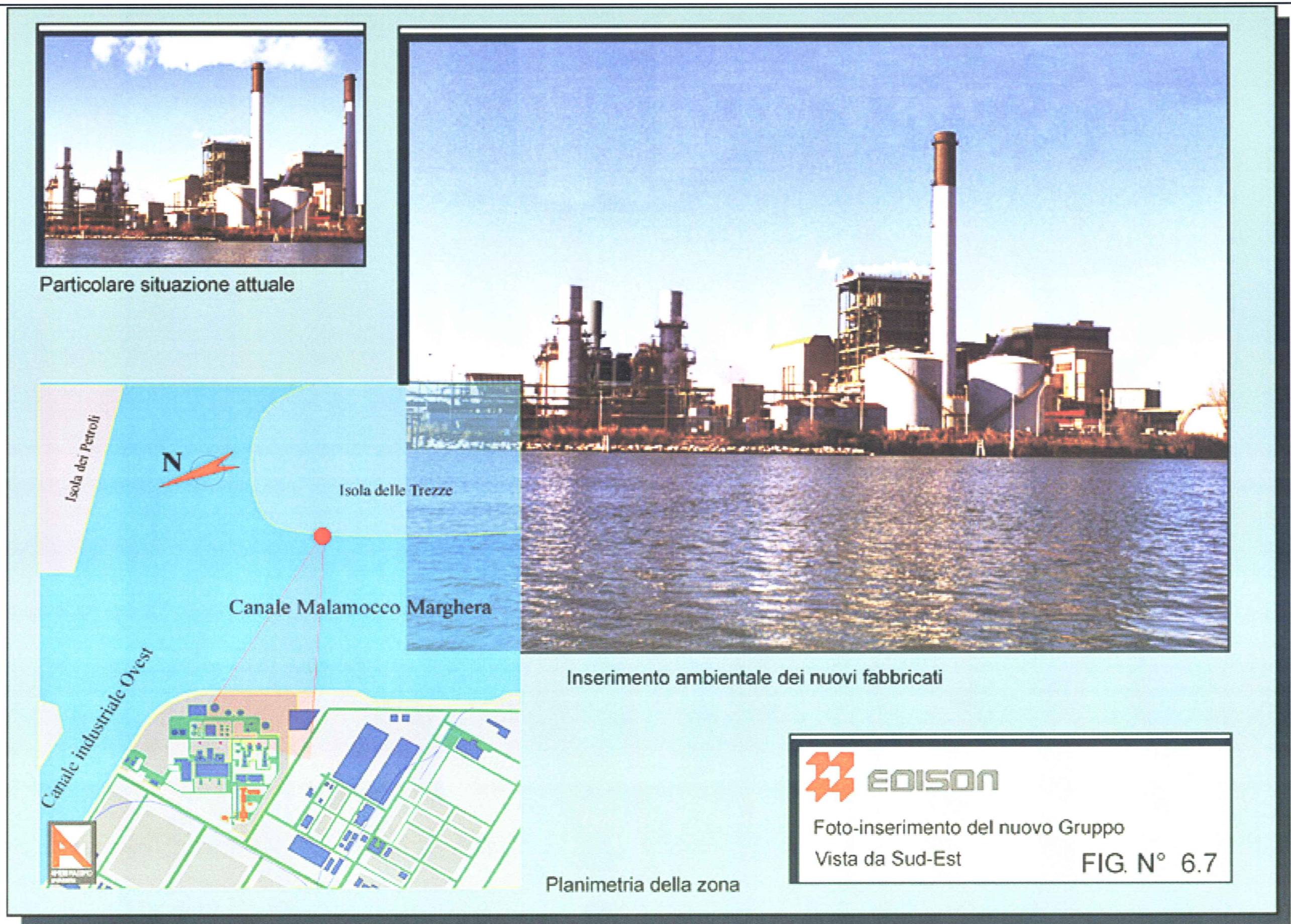
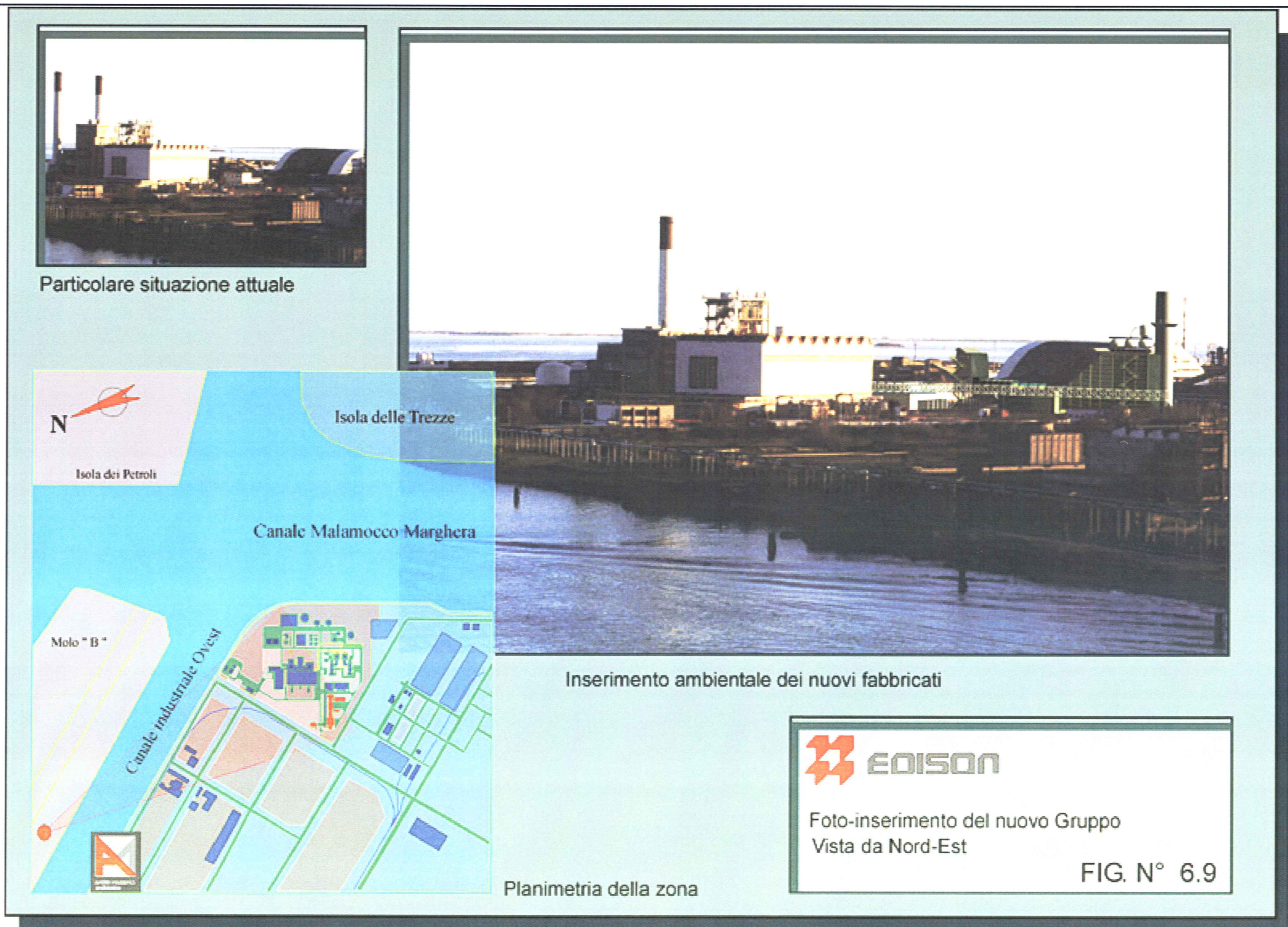


Figura 6.9 Foto-Inserimento del Nuovo Gruppo - Vista da Nord

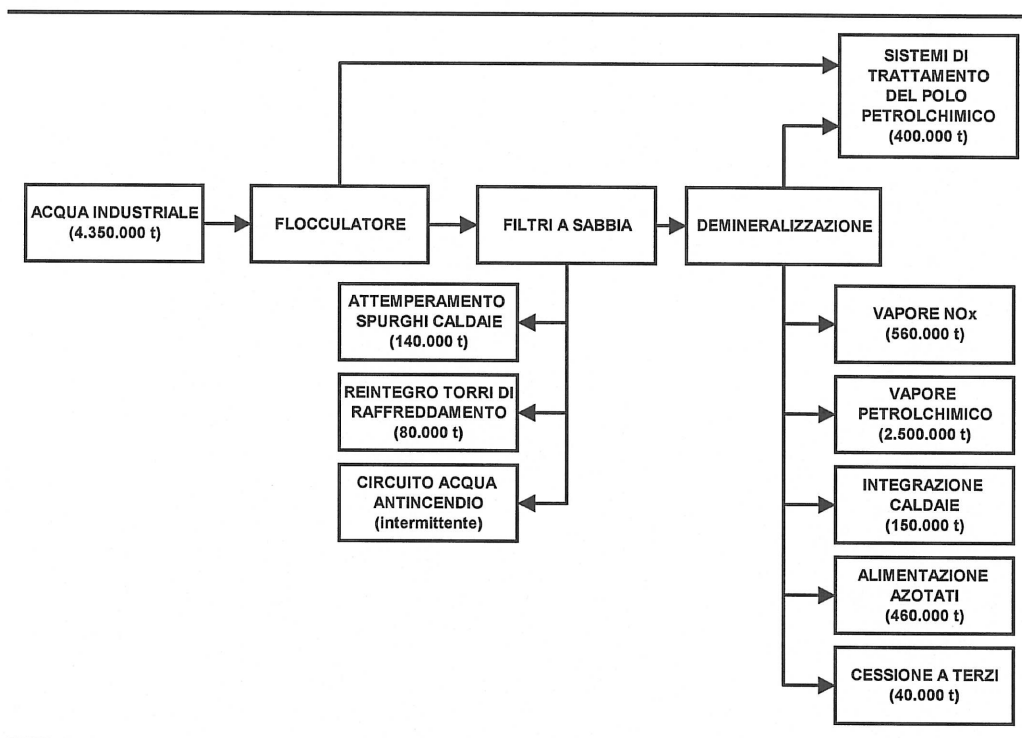


La messa in esercizio del nuovo turbo gruppo e la contemporanea disattivazione delle due caldaie C1 e C2 comporterà le seguenti modifiche rispetto alla situazione esistente.

Prelievi idrici acqua dolce

Il bilancio idrico di centrale verrà modificato come indicato nella seguente *Figura 6.10*. In particolare si prevede una stazionarietà dei prelievi a seguito della riduzione negli spurghi caldaia bilanciato dal leggero incremento dei consumi di acqua di reintegro delle torri di raffreddamento.

Figura 6.10 *Bilancio Idrico di Centrale - Situazione di Progetto*

*Prelievi acqua mare*

Nella situazione di progetto non è prevista alcuna modifica della portata attualmente prelevata di acqua mare (44.000 t/h).

Scarichi idrici

Anche gli scarichi idrici rimarranno sostanzialmente inalterati.

Significative variazioni sono invece attese nel carico termico trasferito alla laguna attraverso l'acqua mare utilizzata per il raffreddamento.

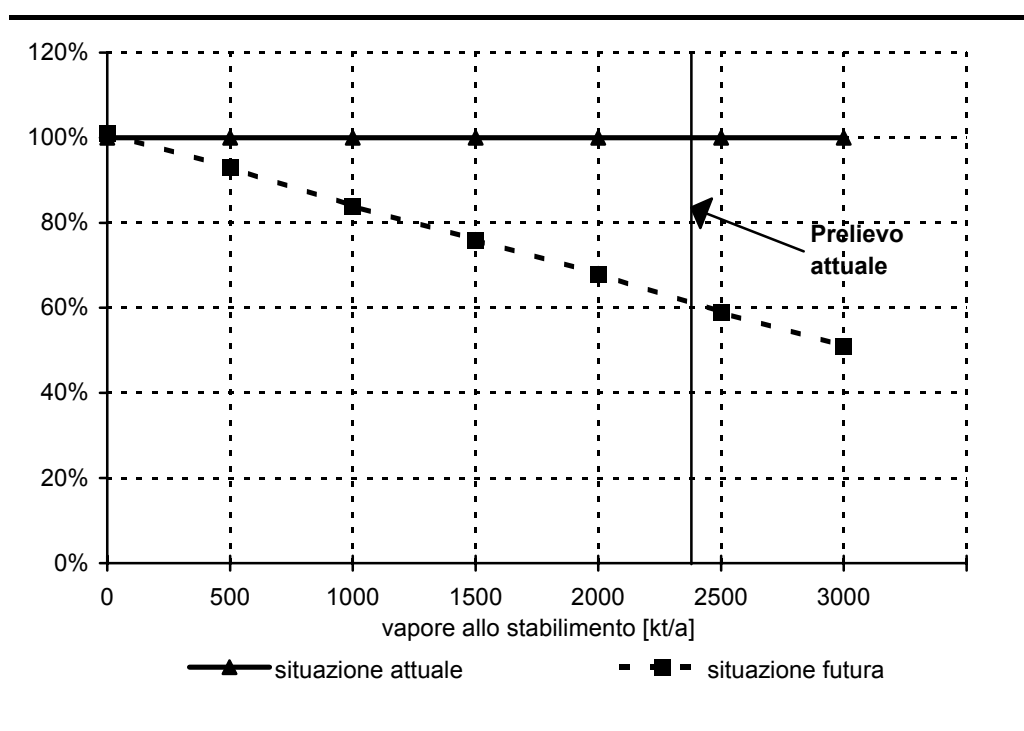
La *Figura 6.11* riporta l'andamento del carico termico trasferito alla laguna in funzione della quantità di vapore fornita al Petrolchimico.

Solo nel caso, del tutto irrealistico, di fornitura nulla di vapore al Petrolchimico, il carico termico attualmente ceduto alla laguna si mantiene costante anche nella situazione di progetto.

All'aumentare della quantità di vapore fornita al Petrolchimico il carico termico ceduto alla laguna si riduce nella situazione di progetto come riportato nella *Figura 6.11*.

In particolare, considerando la quantità di vapore fornita al Petrolchimico a consuntivo 1997 (evidenziato nella *Figura 6.11*), la riduzione del carico termico ceduto alla laguna è circa il 40% in meno dell'attuale.

Figura 6.11 *Carico Termico Laguna*



6.4.5 *Emissioni in Atmosfera*

Le caratteristiche fisiche dei futuri camini sono indicate nella *Tabella 6.5*, mentre nella successiva *Tabella 6.6* sono mostrate le composizioni massime nei principali inquinanti (corrispondenti alle concentrazioni autorizzate) e le emissioni medie previste ottenute ipotizzando un ritiro di vapore da parte del complesso petrolchimico di circa 2.500.000 t/anno pari al consumo medio di vapore consolidato negli ultimi anni una concentrazione di inquinati pari alla media registrata dal sistema di monitoraggio in continuo e per 8.000 ore anno di funzionamento.

Sui camini sono infatti installati sistemi automatici di monitoraggio continuo delle emissioni per consentire la raccolta e l'analisi dei dati più importanti.

Tabella 6.5 *Caratteristiche Fisiche dei Camini*

Camino	Denominazione	Altezza	Diametro interno	Portata	Velocità	Temp.
		[m]	[m]	[kg/h]	[m/s]	[°C]
1	Turbogas TG3	35	5,2	1.470.000	21,8	130
2	Turbogas TG4	35	5,2	1.470.000	21,8	130
3	Turbogas TG5	50	6,6	2.320.000	19,5	130

Tabella 6.6 *Caratteristiche Fisiche delle Emissioni*

Camino	Portata fumi anidri [Nm ³ /h]	NO _x			CO			CO ₂
		concentrazione (max) [mg/Nm ³]	flusso (max) [kg/h]	emissioni annue [t/a]	concentrazione (max) [mg/Nm ³]	flusso (max) [kg/h]	stima annua [t/a]	emissioni annue [t/a]
TG3	1.095000 (15%O ₂)	150	164	650	100	109	44	573.900
TG4	1.095000 (15%O ₂)	150	164	620	100	109	44	573.500
TG5	1.960.000 (15%O ₂)	50	98	780	40	78,4	200	984.000
Totale	4.150.000	-	426	2.050	-	296,4	288	2.131.400

Il controllo e il contenimento della concentrazione di NO_x si ottiene adottando particolari tecniche ed accorgimenti nella combustione.

La turbina a gas è dotata infatti di combustori tipo DLN (Dry Low NO_x) a bassa emissione di ossidi di azoto che consentono di ottenere, in ogni condizione di carico, concentrazioni al camino ben al di sotto dei limiti imposti dalla normativa vigente.

La successiva *Tabella 6.7* riporta le variazioni percentuali attese nelle caratteristiche delle emissioni una volta realizzato il progetto.

Tabella 6.7 *Variazione Percentuale delle Emissioni - Situazione di Progetto*

	Portata fumi anidri	NO _x		CO		CO ₂
		flusso orario	emissioni annue	flusso orario	stima annua	emissioni annue
Totale	+29%	-51%	-23%	-49%	-9%	+2%

6.4.6 Rifiuti

La quantità annua di rifiuti prodotti dalla Centrale di Marghera Levante nella situazione di progetto si mantiene sostanzialmente invariata, con la sola eccezione di:

- acque di lavaggio nuova turbina a gas;
- filtri ammissione aria nuova turbina a gas.

Per contro non verrà più eseguito il lavaggio delle due caldaie termiche tradizionali (C1 e C2).

La situazione di progetto della produzione annuale di rifiuti è riportata nella *Tabella 6.8*, nella quale sono evidenziate le variazioni rispetto alla situazione attuale.

Tabella 6.8 *Rifiuti Prodotti - Situazione di Progetto*

Tipo	Descrizione	Quantità	Variazione %
non pericolosi	filtri aria turbogas	23.460	
	totale non pericolosi	852.970	+1,38
pericolosi	acque lavaggio turbogas	32.000	
	totale pericolosi	81.670	+4,9
Totale		934.640	+1,68

6.4.7 *Rischio Idrogeologico e Sismico*

Impatto Idrogeologico

Dal punto di vista idrogeologico il terreno di fondazione per il nuovo impianto ha le stesse caratteristiche di quello adiacente. Esso, dettagliatamente descritto nell'estratto della Relazione Geotecnica relativa all'impianto realizzato nel 1991-92, riprodotto nell'*Allegato A* alla presente relazione, è costituito da strati di argilla e limo di scarsa consistenza. Le opere di fondazione saranno pertanto palificate con quota scavo da 1,5 a 2 m sotto il piano campagna.

Gli scavi saranno di volume e profondità limitata, tale da non comportare necessità di rilevanti opere di movimento terra né opere provvisorie di abbassamento falda. La falda d'acqua, infatti, è piuttosto superficiale (circa 1 m sotto il piano campagna), ma per la realizzazione delle fondazioni non sono necessari pozzi profondi o sistemi di *well points* poiché, considerata la modesta profondità degli scavi, sarà sufficiente un drenaggio a fondo scavo.

Nel caso in cui il terreno rimosso dagli scavi sia di caratteristiche adeguate, essendole strato superficiale interessato costituito da materiale granulare di riporto, lo stesso potrebbe essere usato per eventuali rinterri. In caso contrario sarà seguito per lo smaltimento alle discariche il Piano generale di indagine e monitoraggio dei suoli e delle falde dell'area di Porto Marghera.

Rischio Sismico

L'area di Porto Marghera, in accordo alla *legge 25 novembre 1962, n. 1684*, e successive modificazioni e integrazioni, risulta essere zona classificata come *non sismica*.

Pertanto il rischio sismico è escluso dalla normativa vigente.

Qualità dei Suoli

Per quanto riguarda la verifica della qualità dei suoli verrà applicato quanto previsto al *punto 3.1.b dell'Accordo di Programma sulla Chimica a Porto Marghera*.

ISO 14001 utilizzando la base del Sistema Gestione Ambientale progettato per la Società.

L'impianto scaturente dal progetto oggetto della presente relazione, verrà certificato secondo le procedure previste per gli altri impianti, procedendo direttamente alla certificazione EMAS.

7 PREVISIONE DELLE VARIAZIONI DI QUALITÀ DELL'ARIA A SEGUITO DELLA REALIZZAZIONE DELLA MODIFICA

7.1 OBIETTIVI E METODOLOGIA

Questa parte dello studio è rivolta a valutare entro un'area significativa, le variazioni dei parametri di qualità dell'aria che si verificheranno a seguito della messa in esercizio della nuova centrale di cogenerazione e della messa fuori servizio dei gruppi termici di cui ai precedenti capitoli.

La valutazione viene eseguita valutando le concentrazioni a terra degli inquinanti emessi dalla centrale nelle condizioni attuali e nelle condizioni future e andando a valutare le variazioni di concentrazione imputabili ai cambiamenti programmati.

Sono state quindi analizzate le condizioni meteo-climatiche del sito, anche per identificare l'eventuale presenza di condizioni di scarsa dispersione nell'atmosfera degli inquinanti, che potrebbero costituire condizioni critiche di accumulo per i diversi ricettori dell'area circostante l'impianto.

Per quanto riguarda le previsioni dei profili di concentrazione in aria a livello del suolo dei principali inquinanti, determinati dall'esercizio della centrale, si è utilizzato il modello Dimula 2.1, nella versione *long term* e *short term*, noto in letteratura ed ufficialmente accettato e certificato a livello nazionale.

Al fine di tener conto dell'effetto del complesso delle situazioni meteorologiche locali si è optato per il modello climatologico capace di mediare i diversi fenomeni climatici che possono verificarsi in un anno tipico o medio della zona esplorata.

Il risultato rappresenta quindi la media delle concentrazioni in aria a livello del suolo che potremo attenderci nella zona, nell'arco di un anno, attribuibili esclusivamente alle emissioni della centrale termoelettrica.

Al fine di completare l'analisi si è inoltre proceduto all'applicazione di metodi di calcolo *short term* per simulare le condizioni più severe e avere conferma, anche in situazioni ambientali particolarmente sfavorevoli, di quanto emerso dal confronto eseguito con il modello climatologico.

7.2 ATMOSFERA - QUALITÀ DELL'ARIA

In questo capitolo vengono presi in esame i dati relativi alla meteorologia locale (piovosità, venti prevalenti, inversione termica) e alla rilevazione dei dati di qualità dell'aria per i parametri disponibili (concentrazione di NO_x, SO₂, polveri, O₃).

7.2.1

Meteorologia Locale

Sono stati consultati per questo studio sia i dati meteorologici degli ultimi anni raccolti dall'Ente Zona Industriale di Marghera, sia quelli raccolti presso la stazione meteorologica di Tessera (Venezia) ubicata nell'aeroporto Marco Polo, a circa 9 km nord-ovest dalla Centrale di Marghera Levante che interessano un arco di tempo compreso tra 1966 e il 1977.

I dati raccolti sono stati suddivisi per la caratterizzazione di:

- regime pluviometrico;
- regime anemologico;
- stabilità atmosferica.

Regime Pluviometrico

L'andamento pluviometrico della zona di Porto Marghera è riassunta nelle due tabelle seguenti dove sono riportate le precipitazioni annuali e trimestrali degli anni 1975 al 1991 (*Tabella 7.1*) e la distribuzione delle piogge nei 12 mesi (*Tabella 7.2*).

Tabella 7.1 *Precipitazioni Trimestrali e Annuali a Porto Marghera (in mm)*

Anno	1 trimestre	2 trimestre	3 trimestre	4 trimestre	Totale
1975	132	455	188	290	1.065
1976	121	141	280	413	955
1977	317	307	283	255	1.162
1978	282	209	225	139	855
1979	259	123	215	245	842
1980	162	174	184	242	762
1981	113	221	461	245	1.040
1982	71	159	299	358	887
1983	148	279	138	127	692
1984	191	283	302	223	999
1985	196	257	62	186	701
1986	277	191	126	164	758
1987	318	233	164	242	957
1988	222	282	167	119	790
1989	55	328	331	81	795
1990	76	260	143	365	844
1991	131	263	131	205	730

Tabella 7.2 *Distribuzione Mensile della Pioggia a Porto Marghera (in mm)*

Mese	Media	Periodo 1975-1991	
		Minima	Massima
Gennaio	60	0	158
Febbraio	56	3	234
Marzo	67	6	112
Aprile	61	10	132
Maggio	95	3	191
Giugno	90	15	184
Luglio	70	2	166
Agosto	90	19	139
Settembre	73	8	197
Ottobre	93	9	265
Novembre	79	1	205
Dicembre	64	3,4	133

La massima intensità di pioggia in un'ora è stata di 47 mm.

Regime Anemologico

L'area in esame è soggetta, nel periodo tarda primavera - inizio autunno ed in assenza di perturbazioni, ad un regime di brezza tale che dopo il sorgere del sole e fino alle ore 13.00 circa si verificano venti provenienti da NE (brezza di terra) seguiti, fino al tramonto, da quelli da SE (brezza di mare), tutti di modesta entità (intorno ai 4 m/s). Intensi venti da NE, chiamati Bora (chiara con cielo sereno; scura, accompagnata da intense precipitazioni), raggiungono velocità fino a 20 m/s. La direzione del vento più frequente è quella da NE (29%) e la velocità predominante è quella tra 2 e 4 m/s (44%).

Nel tardo periodo autunno-inverno si verifica la massima frequenza delle nebbie favorite da assenza di vento e da inversioni termiche a quote modeste (qualche centinaio di metri al massimo).

Nelle successive tabelle sono riportate le percentuali di accadimento nelle direzioni (*Tabella 7.3*) e nell'intensità del vento (*Tabella 7.4*) a Porto Marghera ricavate sulla base delle rilevazioni effettuate negli anno 1975-1991. I rilievi sono stati effettuati a 40 m di quota; non sono rappresentati i periodi di calma (< 0,2 m/s), pari a 2,8% del tempo considerato ed i periodi di vento con direzione variabile pari allo 0,7% del tempo.

Tabella 7.3 *Distribuzione dei Settori di Provenienza del Vento (Misure a Quota 40 m)*

Media anni	calma	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW
1975-1991	3,5	11,8	29,1	11,1	10,7	8,4	8,3	7,5	9,6

Tabella 7.4 *Distribuzione dei Campi di Velocità del Vento (Misure a Quota 40 m), Velocità in m/s*

Media anni	calma	0,25-2,0	2,1-4,0	4,1-6,0	6,1-9,0	9,1-12,0	>12
1975-1991	2,8	30,3	45,0	16,0	5,0	0,8	0,1

Stabilità Atmosferica

La stabilità atmosferica, di norma definita come il gradiente termico verticale esistente, ovvero attraverso le variazioni della temperatura dell'aria con la quota, costituisce un parametro molto importante per gli studi concernenti la dispersione degli inquinanti in aria. Infatti da essa dipendono le modalità della dispersione nello strato limite atmosferico.

La caratterizzazione climatica del gradiente termico verticale implica l'effettuazione di sondaggi termici in quota nei bassi strati dell'atmosfera in numero rilevante affinché, si possa ritenere significativa l'analisi delle caratteristiche medie di turbolenza atmosferica esistente negli strati atmosferici più prossimi al suolo.

Per lo studio dei problemi di diffusione si utilizza la classificazione della stabilità atmosferica in sei categorie o classi di stabilità definite secondo lo schema riportato in *Tabella 7.5*.

Tabella 7.5 *Classi di Stabilità di Pasquill-Gifford*

Categoria A	<ul style="list-style-type: none">• situazione estremamente instabile;• turbolenza termodinamica molto forte;• shear del vento molto debole.
Categoria B	<ul style="list-style-type: none">• situazione moderatamente instabile;• turbolenza termodinamica media;• shear del vento moderato;
Categoria C	<ul style="list-style-type: none">• situazione debolmente instabile;• turbolenza molto debole;• shear del vento moderato-forte.
Categoria D	<ul style="list-style-type: none">• situazione neutra (adiabatica e pseudoadiabatica);• turbolenza termodinamica molto debole;• shear del vento forte.
Categoria E	<ul style="list-style-type: none">• situazione debolmente instabile;• turbolenza termodinamica molto debole;• shear del vento forte.
Categoria F + G	<ul style="list-style-type: none">• situazione stabile o molto stabile;• turbolenza termodinamica assente;• shear del vento molto forte.

Per la caratterizzazione delle classi di stabilità atmosferica si sono utilizzati i dati di lungo periodo, ricavati dalla raccolta "*Caratteristiche diffusive dei bassi strati dell'atmosfera*" (ENEL e Aeronautica Militare) dell'aeroporto di Tessera in quanto non si sono trovate misure di radiazione netta (necessaria per la classificazione) negli altri dati esaminati.

Dall'esame dei dati risulta che le classi di stabilità diurne più frequenti sono la D (329,33 %) pari a circa 620 % delle classi diurne (considerando le classi E ed F+G notturne); mentre tra le classi notturne la classe nettamente prevalente è la F+G con frequenza di 349,7 %.

La calma di vento è prevalente su base annuale (401‰), principalmente in classe F+G, mentre le velocità del vento comprese tra 1 e 2 m/s sono relativamente frequenti (255,3 ‰), prevalentemente nelle classi A e B. Abbastanza frequenti sono anche velocità comprese tra 4 e 6 m/s prevalentemente nelle classi C e D.

La nebbia, definita in meteorologia come meteora che riduce la visibilità a meno di un chilometro, non viene classificata in nessuna classe ma rappresenta una categoria a parte, data la particolare struttura dell'atmosfera caratterizzata dalla presenza di un'inversione di temperatura.

Nella *Tabella 7.6* seguente vengono riportati durata e numero degli episodi della nebbia verificatesi a Venezia negli anni 1985-91 ricavati dai dati dell'Ente Zona.

Tabella 7.6 *Durata e Numero degli Episodi della Nebbia a Venezia negli anni 1985-1991*

Durata	Dic - Gen - Feb	altri mesi	Totale	%
fino a 3 ore	46	36	82	33,1
da 3 a 6 ore	31	22	53	21,4
da 6 a 12 ore	42	22	64	25,8
da 12 a 18 ore	23	7	30	12,1
da 18 a 24 ore	5	3	8	3,2
da 24 a 48 ore	5	1	6	2,4
da 48 a 72 ore	3	1	4	1,6
oltre 72 ore	1	0	1	0,4
Totale	156	92	248	100

Inversione termica

Con il termine inversione termica si indica quel fenomeno che si riscontra nell'atmosfera caratterizzata da un aumento anziché da una diminuzione della temperatura con il crescere dell'altezza.

Nello studio del comportamento atmosferico degli effluenti, quindi della dinamica degli inquinamenti, il fenomeno delle inversioni termiche nei bassi strati atmosferici acquista una particolare importanza; ciò perché gli strati di inversione, in alcuni casi rappresentano un ostacolo nella diluizione degli agenti inquinanti, mentre in altri possono costituire una protezione.

Gli elementi che caratterizzano un'inversione sono:

- la dimensione geometrica (spessore);
- la posizione nello spazio;
- l'intensità.

La dinamica geometrica è definita dalla distanza verticale che intercorre tra la base e la sommità dell'inversione, dove con questi due termini si intende il luogo dei punti in cui la temperatura comincia, rispettivamente ad aumentare e a diminuire con l'altezza.

Per quanto riguarda la posizione nello spazio, l'inversione termica può essere al suolo, se la base coincide con la superficie terrestre, o in quota, se la base è posizionata ad una certa altezza dal suolo. Questi due casi possono verificarsi su terreni liberi da costruzioni.

Sugli agglomerati urbani, invece, le inversioni solo raramente hanno inizio dal suolo a causa dell'*isola di calore urbana* che determina nei primi strati un continuo mescolamento. Per questo motivo la base dell'inversione termica viene a trovarsi al disopra dei tetti. Tale situazione può dar luogo allo stato di fumigazione, in quanto gli effluenti emessi al disotto dell'inversione (scarichi domestici e degli autoveicoli) rimangono intrappolati dalla base dell'inversione stessa.

Se l'inversione è al suolo e si è in presenza di complessi industriali isolati dotati di camini molto alti, vi è una maggiore probabilità che l'altezza effettiva dei camini superi lo strato di inversione e quindi gli effluenti vengano a trovarsi in un ambiente nel quale si abbia una maggiore e più rapida diluizione.

L'intensità dell'inversione è data dal rapporto del quadrato della differenza di temperatura potenziale tra la base e la sommità e il prodotto dell'altezza della base per lo spessore dello strato di inversione.

Per quanto riguarda l'area in esame, trattandosi di zona prevalentemente industriale, le inversioni giornaliere si situano certamente ad alcuni metri da terra.

Per quanto riguarda l'altezza delle basi di inversione in quota si può fare riferimento ai dati rilevati in pianura padana, suggeriti dagli autori del programma *Dimula*, e riportati per comodità nella seguente *Tabella 7.7*.

Tabella 7.7 *Frequenza di Accadimento dell'Inversione Termica*

Base dell'altezza di inversione [m]	Frequenza di accadimento [%]
100	172,32
200	150,19
300	146,89
400	78,45
500	42,67
600	48,02
700	56,50
800	38,72
900	48,73
1000	31,07
1100	67,80
1200	25,42
1300	62,15
1400	31,07

In questo *Capitolo* verrà descritta la qualità dell'aria nella zona di Porto Marghera, sede del progettato intervento di ampliamento.

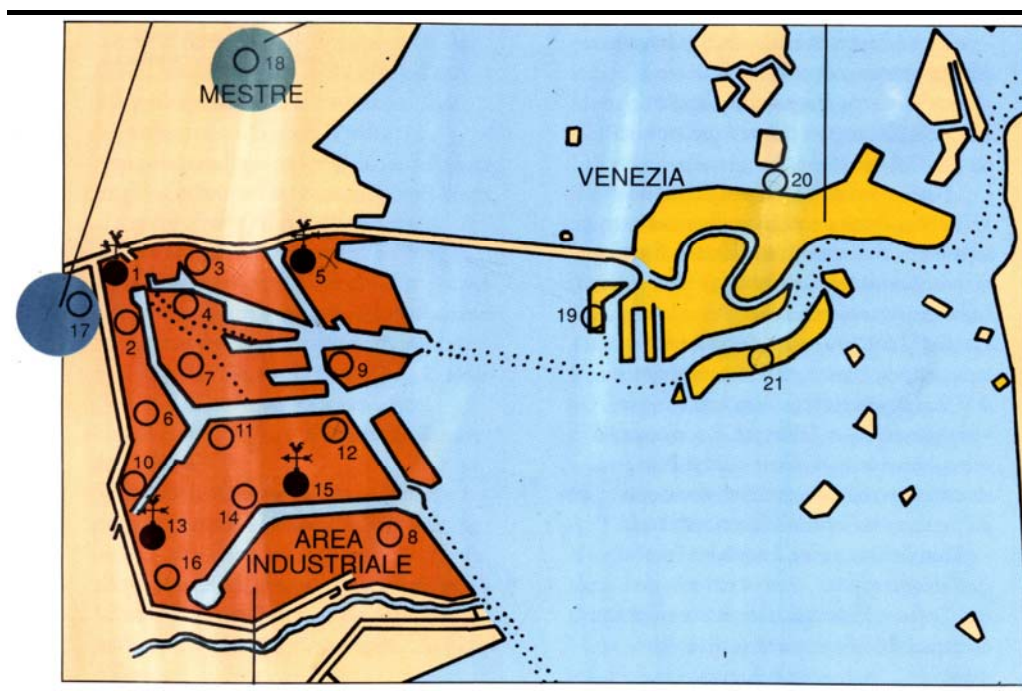
A tale scopo sono stati esaminati i valori di concentrazione di inquinanti prelevati dalle stazioni di monitoraggio delle tre reti dislocate nell'area Porto Marghera:

- *Ente della Zona Industriale di Porto Marghera*, questa rete è in funzione dall'aprile 1974 ed è costituita da 21 stazioni fisse (di cui 16 nella zona industriale) per il monitoraggio della SO₂ e da 4 stazioni meteorologiche per la misura della direzione e velocità del vento;
- una seconda gestita dalla *Provincia di Venezia* che consta di 25 centraline prevalentemente localizzate nel territorio del Comune di Venezia;
- una terza della *USSL 36/SPISAL* con centraline localizzate nella zona urbana di Mestre.

L'Ente Zona Industriale e la Provincia utilizzano inoltre laboratori mobili attrezzati per il controllo in continuo di SO₂, H₂S, NO_x, idrocarburi totali e una gamma di dati meteorologici.

Nella *Figura 7.1* è rappresentata l'ubicazione delle stazioni di rilevamento.

Figura 7.1 Ubicazione delle Centraline di Rilevamento



I dati raccolti ed elaborati dall'Ente della Zona Industriale di Porto Marghera, relativi agli ultimi 5 anni mostrano che:

- i valori di concentrazione misurati sono abbastanza simili nel corso degli anni a testimonianza di una situazione ormai stabilizzata;
- gli unici superamenti dei limiti di legge sono stati registrati nelle postazioni interessate da traffico veicolare.

In particolare:

SO₂: i valori continuano ad essere ampiamente al di sotto dei limiti di legge;

Polveri: anche per questo parametro non si registra alcun superamento dei limiti di legge;

NO₂: il limite di legge è stato superato solo nelle postazioni interessate dalle emissioni del traffico veicolare, nel periodo invernale, in corrispondenza delle ore con le punte di maggior traffico;

Nelle seguenti tabelle sono mostrate le concentrazioni medie mensili (in $\mu\text{g}/\text{m}^3$) di NO₂ (Tabella 7.8), SO₂ (Tabella 7.9) e polveri (Tabella 7.10) rilevati negli ultimi 5 anni nelle 11 stazioni indicate.

Tabella 7.8 *Concentrazioni di NO₂ in $\mu\text{g}/\text{m}^3$ Rilevate dal 1993*

Anno	Concentrazione	Stazione				
		3	10	15	17	21
1993	Media	56	88	48	76	34
	50 perc.	51	85	42	70	31
	98 perc.	113	160	105	163	72
1994	Media	56	73	44	62	37
	50 perc.	53	69	41	57	34
	98 perc.	105	129	110	134	88
1995	Media	55	78	49	61	38
	50 perc.	54	75	46	59	35
	98 perc.	102	137	96	101	83
1996	Media	49	70	48	59	34
	50 perc.	47	66	41	57	30
	98 perc.	85	124	92	101	74
1997	Media	51	71	49	59	35
	50 perc.	48	66	44	56	32
	98 perc.	102	142	117	114	81

Tabella 7.9 Concentrazioni di SO₂ in µg/m³ Rilevate dal 1993

Anno	Conc	Stazione										
		3	5	8	10	12	15	16	17	19	20	21
1993	Media	17	18	18	27	45	23	43	26	9	8	20
	50 perc.	11	14	8	21	32	16	32	20	4	5	8
	98 perc.	69	65	113	121	160	82	153	109	37	36	111
1994	Media	15	14	13	27	20	37	37	12	6	9	18
	50 perc.	10	9	7	23	17	28	30	8	2	5	12
	98 perc.	55	60	69	85	60	150	130	45	40	37	87
1995	Media	13	13	26	23	9	24	35	19	7	6	9
	50 perc.	11	9	22	19	5	21	30	14	4	2	5
	98 perc.	49	58	91	76	52	69	107	70	34	34	52
1996	Media	15	15	23	23	9	23	53	16	13	10	6
	50 perc.	13	12	19	16	5	21	48	10	9	8	4
	98 perc.	45	45	76	85	44	56	150	80	42	30	24
1997	Media	16	15	23	32	26	23	44	19	14	9	8
	50 perc.	13	12	19	21	23	21	39	13	12	7	6
	98 perc.	47	46	71	119	68	58	136	63	54	32	29

Tabella 7.10 Concentrazioni di Polveri in µg/m³ Rilevate dal 1993

Anno	Concentrazioni	Stazione				
		3	5	10	12	21
1993	Media	63	108	85	61	55
	50 perc.	58	99	72	55	37
	98 perc.	136	217	191	137	174
1994	Media	46	80	109	55	46
	50 perc.	41	70	119	50	33
	98 perc.	99	188	187	126	153
1995	Media	41	82	75	67	45
	50 perc.	37	72	66	62	39
	98 perc.	88	192	186	127	102
1996	Media	41	71	52	51	39
	50 perc.	37	63	43	50	32
	98 perc.	88	150	139	87	97
1997	Media	61	88	75	59	47
	50 perc.	58	83	65	56	36
	98 perc.	115	170	198	100	162

7.3

DESCRIZIONE DEL MODELLO DI SIMULAZIONE UTILIZZATO

Considerazioni sulla Dispersione e Ricaduta al Suolo di Inquinanti

La previsione della concentrazione in aria a livello del suolo degli inquinanti emessi dal comino d'impianto viene effettuata con due modelli di simulazione:

- **Dimula climatologico long term** che calcola la concentrazione media relativa ad un anno considerando l'orografia del terreno;
- **Dimula short term** che calcola la concentrazione media oraria sotto vento.

È opportuno ricordare che le sostanze presenti nell'aria possono depositarsi sulla superficie terrestre mediante tre processi, in dipendenza della natura della sostanza che si sta considerando e cioè:

- *sedimentazione*, dovuta all'azione della forza di gravità, che interessa soprattutto le polveri e gli aerosol;
- *deposizione umida*, che interessa inquinanti solubili in acqua quali SO₂, NO_x, NH₃, Cl₂, F₂ e particolati che possono formare nuclei di condensazione e che possono essere rimossi come precipitazioni. I processi di rimozione nella deposizione umida includono *rain-out*, che comprende tutti i meccanismi di interazione e precipitazione all'interno della nube, e *wash-out*, che si riferisce all'incorporazione di materiale al di fuori della nube, durante la caduta delle gocce. La deposizione umida è in genere descritta dal cosiddetto "coefficiente di *wash-out*", legato alle precipitazioni, in cui sono presenti modelli chimici e/o fisici con andamenti tipicamente esponenziali;
- *deposizione secca*, che interessa inquinanti reattivi chimicamente, biologicamente e fisicamente, assorbiti e adsorbiti sul suolo, vegetazione, materiali e acqua. Gli inquinanti atmosferici interessati da tale tipologia di deposizione includono dei gas quali SO₂, F₂, Cl₂, CO, NO_x, NH₃, O₃. Poiché in genere le emissioni avvengono in quota ed è necessario quindi che avvenga il contatto del pennacchio termico con il suolo, la deposizione per via secca è da ritenere trascurabile rispetto a quella umida per piccole distanze dal camino.
Per distanze superiori a qualche chilometro dal camino i valori delle due deposizioni sono paragonabili. Come riferimento sugli ordini di grandezza, possiamo assumere come significativo il valore di velocità di deposizione secca per NO_x pari a 0,003 m/sec. Si deve però tenere in debito conto che in realtà tali valori sono fortemente variabili, con conseguente errore di un fattore che può variare fra 2,5 e 5, per i valori massimi di deposizione al suolo per via secca.

I dati sulla deposizione sono normalmente usati come dati di ingresso nelle previsioni degli effetti di ordine superiore sulla qualità delle acque e del suolo, sulla vegetazione e sui materiali.

Descrizione del Modello di Calcolo Dimula

Il codice *DIMULA* consente di calcolare la concentrazione in aria, al livello del suolo, dovuta all'emissione di inquinanti sia da sorgenti puntiformi che da sorgenti areali (una generica sorgente areale viene simulata come l'unione di più sorgenti areali circolari).

Il dominio di calcolo è un rettangolo, entro cui si considera un grigliato sempre a formato rettangolare, di cui sono note le caratteristiche orografiche e topografiche, in ogni griglia il codice calcola le concentrazioni ai vertici.

Esistono le seguenti versioni:

- *Short term* versione puntuale (I)
- *Short term* versione a settori (II)
- *Climatologica* con e senza topografia (III)

Per questo studio si è utilizzato la versione climatologica con topografia che calcola la concentrazione su tempi lunghi: mese, stagione, anno.

La struttura generale dei modelli gaussiani come il *Dimula* si basano su presupposti teorici fondamentali quali:

- l'atmosfera viene considerata come un mezzo diffusivo dinamicamente omogeneo;
- le condizioni di equilibrio termodinamico si basano sul concetto di atmosfera in moto laminare (condizioni stabili) o in moto turbolento, ma con vortici di dimensioni regolari ed uniformi (condizioni instabili), o in rigorosa struttura adiabatica (condizioni neutre);
- l'effluente si sposti come un sistema rigido tridimensionale in un campo dinamico, stazionario come quantità di moto, nel quale il profilo verticale del vento è funzione delle condizioni di stabilità;
- che le emissioni delle sorgenti siano rigorosamente uniformi e continue in portata volumetrica ed in contenuto di inquinanti.

Tornando alle assunzioni sopra accennate, in riferimento ai presupposti teorici della struttura generale dei modelli gaussiani, ricordiamo che, sotto particolari condizioni, è possibile effettuare la risoluzione analitica dell'equazione generale della diffusione.

L'equazione base dei modelli gaussiani che esprime una relazione tra la concentrazione in un punto di coordinate spaziali $P(x,y,z)$ e l'intensità di emissione di una sorgente puntiforme di inquinamento di altezza geometrica

$$C(x,y,z) = \left(\frac{Q}{2\pi u \sigma_y \sigma_z} \right) * e^{\left(-\frac{y^2}{2\sigma_y^2} \right)} * \left\{ e^{\left[-\frac{(z-H)^2}{2\sigma_z^2} \right]} + e^{\left[-\frac{(z+H)^2}{2\sigma_z^2} \right]} \right\} \quad [1]$$

dove si è posto:

$C(x,y,z)$:	concentrazione dell'inquinante in aria	[massa/m ³]
Q :	emissione nell'unità di tempo	[massa/s]
u :	velocità media del vento all'altezza h	[m/s]
σ_y :	parametro di dispersione laterale	[m]
σ_z :	parametro di dispersione verticale	[m]

x:	distanza sottovento dal punto di emissione	[m]
y, z:	distanza laterale dal centro del pennacchio ed altezza dal livello del suolo del punto nel quale si calcola la concentrazione	[m]
H:	altezza effettiva del pennacchio sul livello del suolo	[m]

Tale equazione tiene conto implicitamente delle due principali fasi che schematizzano il processo di trasporto e diffusione degli effluenti in atmosfera quali:

- *fase aerodinamica*, che si ha all'uscita dell'effluente dalla sorgente (camino) e che dipende dalle caratteristiche dell'emissione (temperatura, velocità di uscita dei gas, diametro allo sbocco), attraverso l'altezza effettiva del pennacchio che è la somma dell'altezza geometrica della sorgente e dell'innalzamento dovuto alle condizioni di emissione;
- *fase meteorologica*, la quale si ha quando l'asse del pennacchio tende a diventare orizzontale ed inizia (teoricamente) la fase di trasporto e diffusione atmosferica propriamente detta; tale fase è descritta attraverso i parametri della dispersione σ_y , σ_z e la velocità del vento.

Per la determinazione dell'innalzamento dei pennacchi e dei parametri della dispersione, funzioni entrambi delle condizioni di turbolenza, sono stati sviluppati diverse metodologie di calcolo (in funzione delle condizioni meteo) che sono utilizzate all'interno dei modelli sopra descritti.

L'equazione di base [1] può essere riformulata o modificata, sempre nell'ambito dei suoi limiti di applicabilità, al fine di consentire la simulazione del trasporto e diffusione atmosferica in particolari condizioni relative sia alla tipologia delle sorgenti e dei contaminanti da essi emessi, che a fattori ambientali esterni.

I fenomeni che rivestono particolare importanza ai fini delle valutazioni previsionali delle concentrazioni in aria sono:

- deposizione secca e umida
- inversione termica
- calma di vento
- morfologia del terreno

Dati necessari per il Codice di Calcolo Dimula

Dati di Input

Il codice di calcolo *Dimula* richiede per i dati di input essenzialmente:

- dati meteorologici (stabilità atmosferica e sulla velocità e direzione del vento e caratteristiche diffusive, categorie di Pasquill);

- dati per le sorgenti (le caratteristiche geometriche delle singole sorgenti, entità delle emissioni, temperatura e velocità di emissione).

Le simulazioni sono state eseguite considerando i *dati meteorologici* dell'aeroporto di Venezia Tessera .

Come scenari emissivi sono stati assunti quelli individuati dalle autorizzazioni alle emissioni così come indicato nella *Tabella 5.6* (Situazione attuale) e nella *Tabella 6.6* (Situazione di Progetto).

I risultati conseguenti rappresenteranno quindi le *massime concentrazioni* a terra imputabili all'esercizio delle centrali.

Dati di Output

Gli output del codice *DIMULA* consistono in tabelle che riportano i valori di ricaduta calcolati per ogni vertice delle griglie definite, relative alle emissioni di singole sorgenti e per l'insieme di esse.

La struttura matematica e le assunzioni sulle frequenze di accadimento dei dati meteo (riferiti a valori mediati su 1 ora) utilizzati da tutti i modelli gaussiani fa sì che i risultati che si ottengono dall'applicazione di tale tipo di modelli rappresentino sempre valori medi orari di concentrazione valutati sia su breve periodo (modelli *short-term*), sia su base annua (modelli *climatologici*).

Coefficienti Correttivi Temporali

Per poter confrontare i risultati ottenuti da un modello gaussiano con valori medi riferiti a periodi di tempo differenti, l'*EPA* suggerisce di moltiplicare i risultati per opportuni fattori correttivi che tengano conto delle fluttuazioni nelle condizioni meteo che possono ulteriormente influire sulle concentrazioni al suolo riferite a periodi di tempo maggiori.

Nel prospetto seguente sono riportati i coefficienti consigliati dall'*EPA*. per trasformare le concentrazioni valutate su una media oraria in periodi di tempo diversi:

Periodo	Fattore Moltiplicativo
3 ore	0,9
8 ore	0,7
24 ore	0,4

Effetti dell'Orografia del Terreno

Dimula tiene conto degli effetti orografici unicamente in termini di distanza fra il terreno e l'asse del pennacchio, inserendo, nel fattore di elevamento a potenza dell'esponenziale, la differenza fra l'altezza del terreno nel punto considerato e la quota dell'asse del pennacchio in quel punto.

In particolare, non viene in nessun modo considerato alcun effetto perturbativo sulla dinamica del "plume" che possa essere causato da rilievi o avvallamenti profondi (come, ad esempio, accumuli di inquinante a valle di

un rilievo, modifica della traiettoria dell'asse del pennacchio per effetto dell'orografia, aggiramento del promontorio da parte del plume).

In altre parole, il *Dimula* ipotizza una traiettoria del pennacchio comunque imperturbata dal terreno.

Per questi motivi il codice *Dimula* fornisce risultati accettabili entro un'area in cui le altezze dei vari recettori siano di qualche metro inferiori all'altezza dell'asse del pennacchio.

Versione Climatologica

Come già accennato il codice *Dimula* permette di considerare gli effetti che l'orografia del terreno esercita sulle concentrazioni previste al suolo.

Per questo scopo si è reso necessario introdurre una descrizione del terreno in termini di altezza dei vari punti ricettori, ottenendo così il modello del terreno nell'area in esame.

7.4

RISULTATI OTTENUTI

Come indicato nei precedenti paragrafi, si è proceduto a calcolare le condizioni di qualità dell'aria che si stabilirebbero nell'area in esame, se esistessero le sole emissioni prodotte dalla centrale di cogenerazione nei due scenari emissivi attuali e futuri.

Le condizioni relative sono state simulate sia su base annua con il modello *Dimula* in versione climatologica, per individuare le condizioni medie di qualità dell'aria, sia su base oraria, per simulare le condizioni peggiori con il modello *Dimula short-term*.

Sono state valutate le concentrazioni in aria a livello del suolo per gli ossidi di azoto che rappresentano l'inquinante più significativo per questo tipo di impianti.

Per la simulazione sono stati assunti i dati climatologici, relativi alla stazione di Venezia Tessera e i dati di emissione relativi alle autorizzazioni, che sono circa 2 volte i valori rilevati col consuntivo del 1997. I risultati rappresentano quindi le condizioni massime che praticamente non sono e non saranno mai raggiunte né nella condizione attuale né in quella futura.

7.4.1

Versione Short Term

Per valutare le concentrazioni in aria a livello del suolo che si avrebbero se il vento spirasse sempre in una direzione per un intervallo di tempo di circa un'ora, si è utilizzata il modello *Dimula short term*.

Sono state prese in esame le classi di stabilità più significative, cioè la A come rappresentativa delle classi instabili, la D classe neutra e la F come classe stabile, attribuendo alla velocità del vento il valore medio più frequente, tra i

sei gradini di velocità riportati nei dati meteo della stazione di Venezia Tessera.

Dall'esame dei dati meteo rilevati dalla stazione, considerando le frequenze annuali di accadimento delle diverse classi di stabilità e le frequenze di accadimento per ogni classe, dei diversi gradini della velocità del vento, si sono ottenuti i valori di frequenza riportati nella *Tabella 7.11*.

Nella *Tabella 7.11*, sono riportate, per le condizioni meteo prima indicate, le massime concentrazioni in aria a livello del suolo di NO_x (valutate sulle emissioni autorizzate in entrambi gli scenari) e la distanza dai camini nella direzione sottovento a cui questa concentrazione è stata valutata, con il modello Dimula *Short term*.

I valori riportati in tabella rappresentano in sostanza le concentrazioni massime in senso assoluto che potrebbero verificarsi alle distanze riportate in tabella in una qualunque delle direzioni del vento. Rappresentano quindi situazioni estremamente improbabili.

Tabella 7.11 *Massima Concentrazione Oraria di NO_x, Valutata Sottovento*

Classe Stabilità	Vento [m/s]	Frequenza % Accadimento	Scenario attuale		Scenario futuro	
			Max. C [µg/m ³]	Distanza [m]	Max. C [µg/m ³]	Distanza [m]
A	1,5	1,2	182	1200	90	1200
A	3	0,6	94	1200	45	1200
D	1,5	1,5	143	3600	70	3600
D	3	6,9	76	3300	35	3300
D	5	4,9	71	1500	25	2400
D	9	6,4	86	900	34	1200
F	1,5	4,4	248	4200	118	4200
F	3	10,4	163	3000	84	3000
CALMA		9,9	106	300	59	300

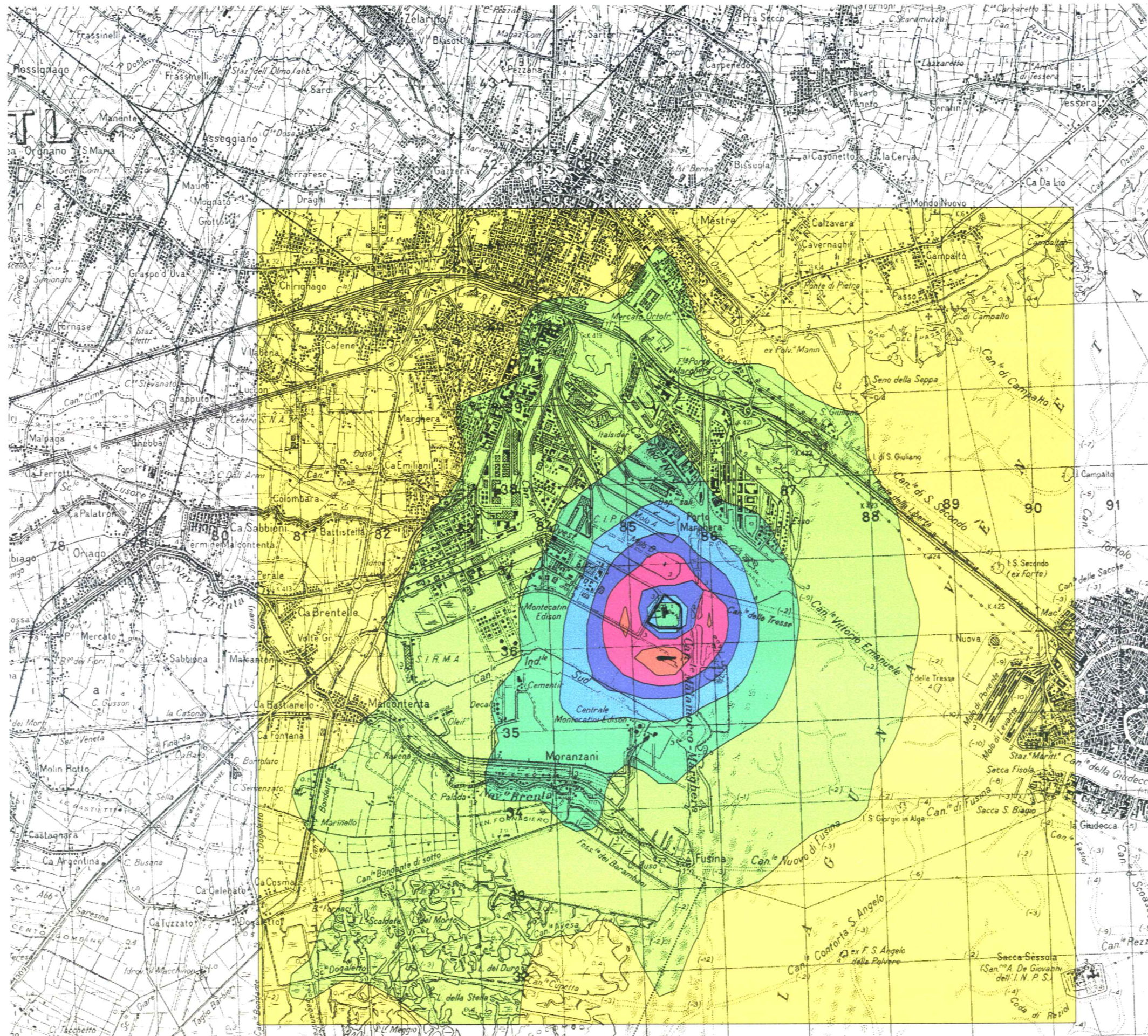
7.4.2 *Versione Climatologica*

Per la determinazione delle concentrazioni medie annuali nell'area oggetto dello studio con il modello climatologico, si è utilizzato un reticolo di 10.000 metri di lato, con maglie di 500 metri, con le ciminiere dell'impianto di cogenerazione, ubicate quasi nel centro del reticolo.

Per ognuno dei 122 ricettori si è valutata la sua altezza sul livello del mare.

I risultati delle simulazioni effettuate sono sintetizzati nella *Figura 7.2* (Situazione Attuale) e nella *Figura 7.3* (Situazione di Progetto) in cui ogni elaborato riflette i risultati del modello in termini di linee di isoconcentrazione dell'inquinante NO_x dovute alle emissioni determinate dalla centrale nei due assetti presente e futuro.

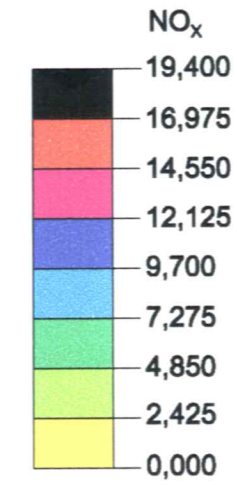
Figura 7.2 Concentrazioni di Inquinanti al Suolo - Situazione Attuale (Scala 1:50.000)



LEGENDA



CONCENTRAZIONI AL SUOLO ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)



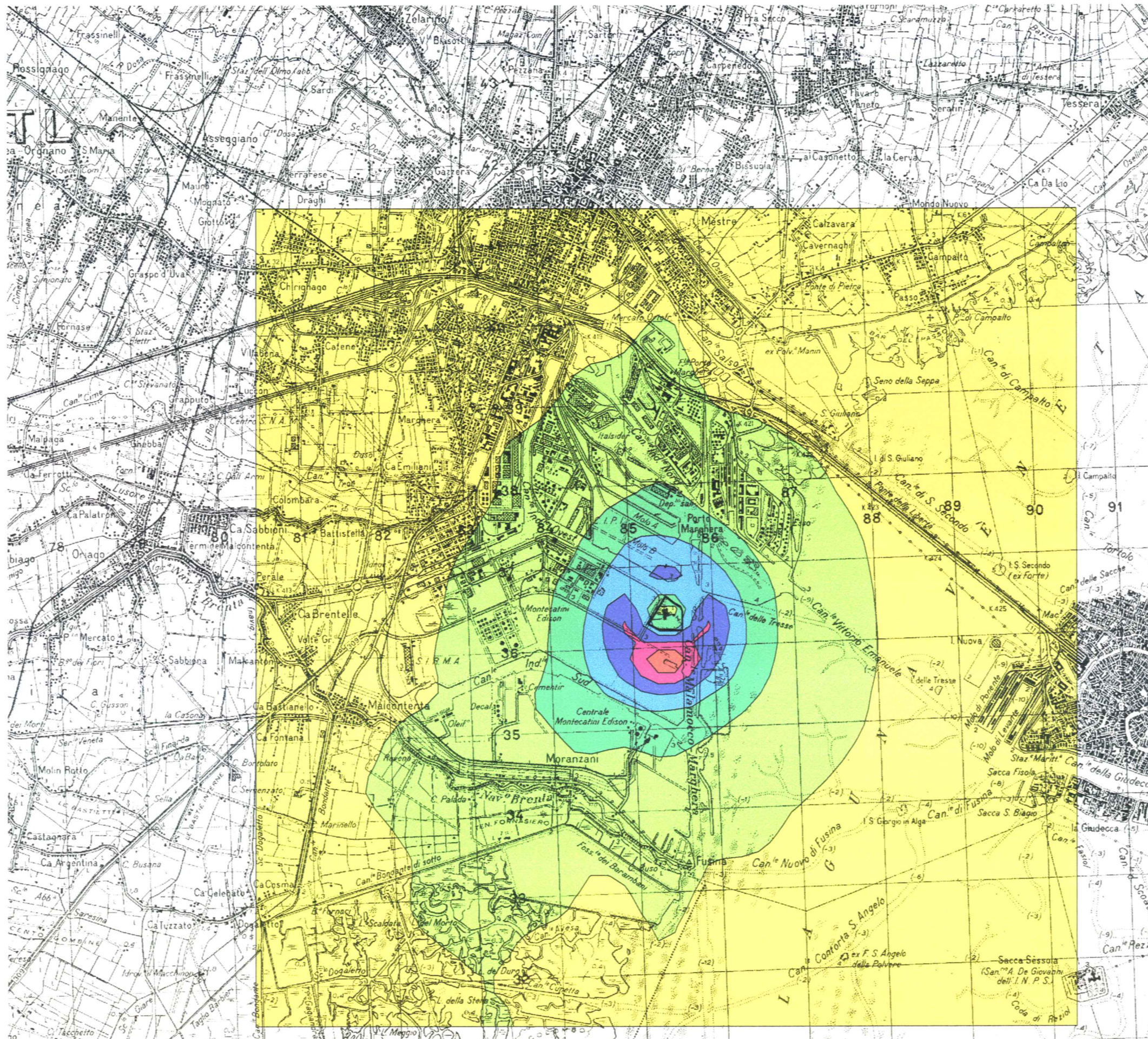
CARATTERISTICHE PUNTI DI EMISSIONE

	1 (TG3)	2 (TG4)	3 (C1)	4 (C2)
Altezza [m]	35	35	80	80
Portata [t/h]	1470	1470	607	607
Temperatura [°C]	130	130	130	130
Concentrazioni di inquinanti nei fumi:				
NO _x [mg/Nm ³]	150	150	530	530

LIMITI MASSIMI DI CONCENTRAZIONE DI INQUINANTI ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)

Inquinante	Media / Mediana (°)	98° percentile.
Ossido di Azoto (NO _x) DPR 203/88		
• Valore limite		200
• Valore di guida		135

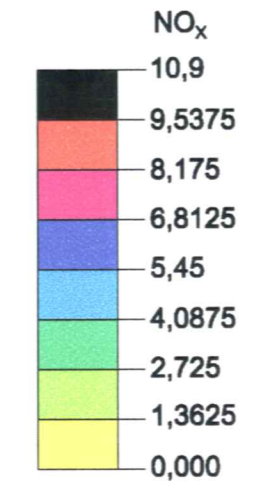
Figura 7.3 Concentrazioni di Inquinanti al Suolo - Situazione di Progetto (Scala 1:50.000)



LEGENDA

SITO

CONCENTRAZIONI AL SUOLO ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)



CARATTERISTICHE PUNTI DI EMISSIONE

	1 (TG3)	2 (TG4)	3 (TG5)
Altezza [m]	35	35	50
Portata [t/h]	1470	1470	2320
Temperatura [°C]	130	130	130
Concentrazioni di inquinanti nei fumi:			
NO _x [mg/Nm ³]	150	150	50

LIMITI MASSIMI DI CONCENTRAZIONE DI INQUINANTI ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)

Inquinante	Media / Mediana (°)	98° percentile.
Ossido di Azoto (NO _x) DPR 203/88		200
• Valore limite		135
• Valore di guida		

Dal confronto tra le 2 figure e dei dati di qualità dell'aria appaiono immediate le seguenti conclusioni:

- il contributo della centrale Edison Termoelettrica alla qualità dell'aria in tutte le postazioni dove sono installate le centraline di monitoraggio è non determinante tanto nelle condizioni attuali che, a maggior ragione, nelle condizioni future. Nei dintorni della centralina n. 15, che è quella maggiormente influenzata dalle emissioni della centrale Edison Termoelettrica, il suo contributo massimo è valutabile attorno a 6 g/Nm^3 di concentrazione media annua (nelle condizioni attuali) contro un valore medio attorno ai 50 evidentemente imputabile al traffico e alle altre emissioni industriali;
- nell'abitato di Marghera e di Venezia il contributo della Centrale Edison Termoelettrica è decisamente trascurabile nei confronti delle emissioni di traffico veicolare (valori di concentrazioni medie annue inferiori a 3 rispetto a valori medi compresi tra 35 di Venezia fino a 70 di Marghera);
- nella sua configurazione futura la centrale ridurrà notevolmente (mediamente di circa il 50% rispetto all'autorizzato a pari distanza) il contributo che apporta all'inquinamento complessivo dell'area industriale

7.5

CONCLUSIONI

In merito alla previsione e valutazione, entro un'area significativa, delle variazioni dei parametri di qualità dell'aria, determinate dall'esecuzione della variante, si sono ottenuti i risultati sottoindicati.

L'impiego di un nuovo gruppo di cogenerazione con turbina a gas, dotata di combustori tipo DLN (Dry Low NO_x) in luogo delle due caldaie C1 e C2 di tipo tradizionale, riducono notevolmente la concentrazione di inquinanti, nei gas emessi durante l'esercizio della centrale.

In particolare, la concentrazione di NO_x e di CO nei gas di combustione, emessi dal camino del nuovo turbogruppo non superano il valore di 50 mg/Nm^3 .

In base alla valutazione effettuata su base annua, con il modello di calcolo *Dimula 2.1* versione climatologica, nell'area presa in esame, si osserverà un decremento del contributo che la centrale dà all'inquinamento atmosferico dell'area che peraltro presenta valori di concentrazione di inquinanti al di sotto dei limiti di legge anche nelle attuali condizioni.

In base alle valutazioni effettuate con il modello *Short Term*, per determinare la massima concentrazione in aria a livello del suolo, che si avrebbe se il vento spirasse sempre in una direzione per un intervallo di tempo di circa un'ora, si è potuto verificare un miglioramento potenziale delle massime concentrazioni raggiungibili valutabile attorno al 50%.

Allegato A

Centrale di Marghera
Levante - Relazione
Geotecnica

(Documento non disponibile)