



Allegato C6
Nuova relazione dei processi
produttivi

Indice

	Pagina
1	Introduzione..... 3
2	Schema del processo produttivo 4
2.1	Componenti principali di impianto nell'attuale configurazione 4
3	Principali opere del progetto di trasformazione 6
3.1.1	Sezioni di impianto soggette a revisioni o sostituzioni..... 6
3.1.2	Produzione e consumo di energia 7
3.1.3	Fasi di avviamento e arresto 9
3.2	Installazione o modifica di altri componenti di impianto..... 10
3.2.1	Sistema di monitoraggio delle emissioni..... 10
3.2.2	Sistemi di automazione 10
3.2.3	Sistema antincendio e rivelazione gas..... 11
3.2.4	Sistemi di alimentazione gas naturale 11
3.3	Uso di risorse e interferenze con l'ambiente..... 11
3.3.1	Acqua 11
3.3.2	Materie prime e altri materiali..... 11
3.3.3	Occupazione di suolo 12
3.3.4	Emissioni in atmosfera 12
3.3.5	Rumore 12
3.3.6	Rifiuti 13
3.4	Manutenzioni 13
3.5	Fase di Cantiere..... 13
3.6	Confronto tra configurazione attuale e futura per i principali parametri di interesse 15

Figure fuori testo:

Figura 1_FT: Planimetria generale impianto turbogas di Trapani

Annessi:

Annesso 1: Allegato B18 della precedente istanza AIA

1 Introduzione

Il Piano di Ambientalizzazione oggetto di questa istanza consiste nell'ammmodernamento del sistema di combustione dei turbogas e in una revisione generale di impianto, con sostituzione di parti di turbina e compressore. L'effetto sarà quello di ridurre le emissioni di ossidi di azoto ed un miglioramento delle prestazioni di esercizio, incluso l'aumento del rendimento globale dell'impianto.

In particolare, la riduzione delle emissioni sarà ottenuta mediante l'installazione di bruciatori a bassa produzione di ossidi di azoto. Il nuovo sistema di combustione, denominato Dry Low NOx (DLN1), trova un'ampia applicazione dal parte di General Electric, fornitore delle macchine, su turbogas di tipo "heavy duty", come nel caso specifico delle macchine installate presso la Centrale di Trapani.

La potenza elettrica lorda generata aumenterà dagli attuali 84,7 MW fino a 109 MW per ciascun turbogas, in condizioni di 100% del carico nelle condizioni ISO.

Per tutte le parti di impianto non oggetto di interventi di modifica, restano valide le descrizioni dell'Allegato B18 dell'Istanza AIA precedentemente consegnata (annesso al presente documento) e quelle indicate nella vigente Autorizzazione, a cui si rimanda. Per facilità di lettura ed evitare un eccessivo numero di rimandi, sono comunque in questo documento riportati alcuni stralci di tale documentazione.

Gli interventi previsti non richiedono significative modifiche esterne alle apparecchiature ed alle strutture di contenimento; pertanto il lay-out dell'impianto non sarà modificato (**Figura 1_FT**).

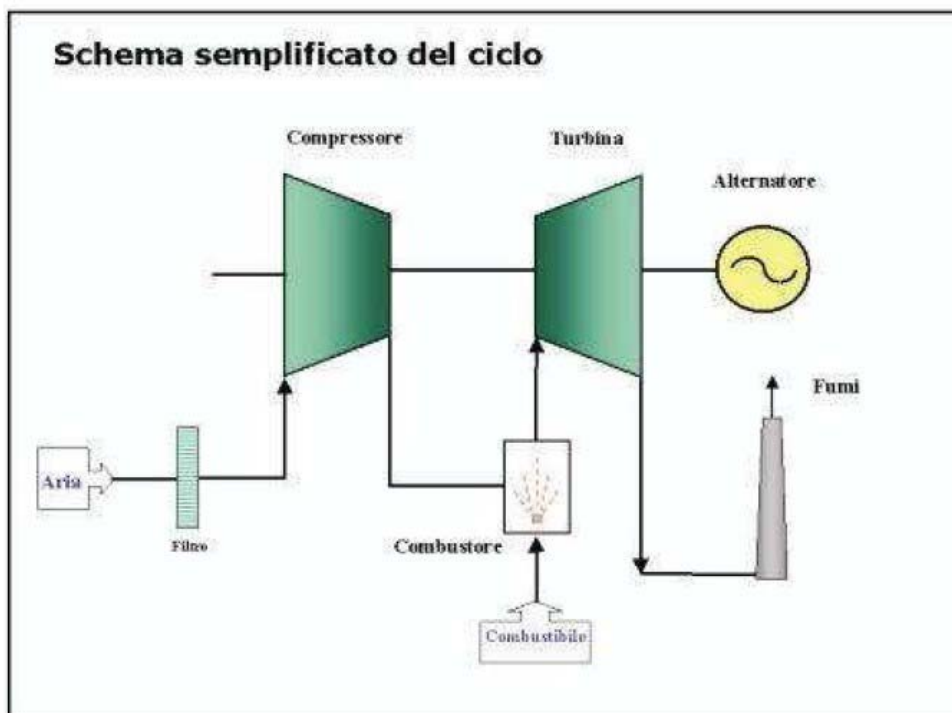
2 Schema del processo produttivo

Il processo produttivo, sostanzialmente consistente nella produzione di energia elettrica con combustione di gas naturale, rimarrà invariato.

L'aria atmosferica (**Fase CMPA**, si veda Scheda A4), opportunamente filtrata, viene compressa ed inviata al combustore dove si miscela con il gas naturale (**Fase CMPC1**). La combustione del gas (**Fase CO**) trasforma l'energia chimica in esso contenuta in energia interna dei fumi, inviati alla turbina per l'ulteriore conversione dell'energia in meccanica.

La seguente **Figura 1** descrive lo schema di funzionamento del processo produttivo.

Figura 1: Schema semplificato del ciclo di produzione



Una parte rilevante dell'energia prodotta serve per l'azionamento del compressore assiale, necessario per comprimere sia l'aria comburente che quella di raffreddamento e della tenuta dei cuscinetti portanti del rotore turbina; la parte restante viene utilizzata dall'alternatore per la produzione di energia elettrica (**Fase PEE**).

All'uscita della turbina i gas di combustione sono inviati al camino (**Fase EA**). Data la particolare natura del combustibile utilizzato (gas naturale), i principali inquinanti presenti nelle emissioni sono ossidi di azoto e monossido di carbonio mentre si ritiene che le concentrazioni degli ossidi di zolfo e delle polveri siano trascurabili.

2.1 Componenti principali di impianto nell'attuale configurazione

La centrale è composta da 2 sezioni turbogas da 84,7 MWe ciascuna, funzionanti a gas naturale, per una potenza totale di 169,4 MWe. I gas di combustione sono scaricati in

atmosfera attraverso due camini, i cui punti di emissione finale sono denominati E2a e E2b, aventi un'altezza di 19,2 m.

I principali componenti dell'impianto attuale, descritto in maggior dettaglio nell'Allegato B18 della precedente istanza AIA annesso al presente documento, sono:

Air Intake: fornisce l'aria comburente, filtrata, aspirandola dall'esterno.

Compressori, Bruciatori e Turbina a gas: il turbogruppo di ciascuna sezione (fornito da Nuovo Pignone e capace di 84,7 MWe) è composto da un compressore dell'aria, da 14 combustori e da una turbina di espansione, coassiale al compressore, nella quale si espandono i gas prodotti dalla combustione, che sono poi convogliati al camino. L'espansione dei gas determina la rotazione della turbina, ovvero la conversione dell'energia termica in energia meccanica.

Generatori: ciascuna sezione è dotata di un alternatore Ansaldo, con potenza nominale 107 MVA, tensione nominale 15 kV, velocità di rotazione 3.000 rpm, messo in rotazione dalla turbina, che trasforma l'energia meccanica in energia elettrica. Il raffreddamento dello statore e del rotore è realizzato ad aria in ciclo aperto. Il sistema di eccitazione è di tipo statico.

Trasformatori principali: l'energia elettrica prodotta dagli alternatori viene elevata, dai trasformatori, alla tensione adeguata per essere erogata sulla rete elettrica nazionale a 150 kV. Ogni alternatore è unicamente collegato ad un proprio trasformatore principale da 100 MVA (15/150 kV).

Trasformatori secondari: per ogni unità è previsto un trasformatore dei servizi ausiliari (TU) da 2,25 MVA (15/6/0,4 kV), derivati rigidamente dal montante di macchina.

Per ogni sezione è previsto un trasformatore di avviamento (TAS) da 1,75 MVA (6/2,1 kV), alimentato dal TU.

Gruppo elettrogeno: l'impianto è dotato di un gruppo elettrogeno di emergenza da 2,6 MW, che consente di realizzare le seguenti funzioni:

- avviamento di un gruppo turbogas partendo da centrale completamente ferma e assenza di tensione sulla rete;
- alimentazione dei servizi ausiliari in caso di disservizi sulla rete 20 kV.

Esso è costituito da un motore diesel sovralimentato con avviamento ad aria compressa e da un alternatore coassiale sincrono trifase del tipo brushless (senza spazzole) completo di regolatore di tensione.

Caldaie: sono previste due caldaie per il riscaldamento del gas naturale aventi una potenza di 1.800.000 Kcal/h (circa 2,1 MW) in grado di produrre acqua calda a 90 °C. I fumi convogliati scaricano in un camino metallico alto circa 8 m.

3 Principali opere del progetto di trasformazione

Ai fini dell'adeguamento degli impianti esistenti alle Migliori Tecniche Disponibili, E.ON intende effettuare modifiche e sostituzioni ad alcuni componenti di impianto.

Le previste modifiche di impianto sono finalizzate all'installazione di un sistema di combustione DLN - 1 (Dry low NOx), mirante alla riduzione delle emissioni di NOx ed ad un incremento del rendimento di impianto.

I fenomeni di formazione dei *thermal* NOx, che costituiscono la maggior parte degli NOx prodotti in turbina, consistono in una serie di reazioni chimiche la cui velocità, a parità di rapporto di equivalenza, aumenta esponenzialmente con la temperatura di fiamma e linearmente con il tempo di residenza della miscela aria - combustibile a una data temperatura.

Dal momento che per avere una buona combustione non è possibile ridurre la temperatura di fiamma o il tempo di residenza al di sotto di determinati valori, per assicurare la completa ossidazione del combustibile e la stabilità di fiamma, si è ricorsi a sistemi di combustione a stadi, con premiscelazione di aria e combustibile che avviene in una zona separata (zona primaria) rispetto alla combustione (zona secondaria).

La tecnologia dei bruciatori Dry low NOx (DLN) è stata sviluppata da General Electric specificatamente per i turbogas "heavy duty" di classe E. Essa permette di operare nelle diverse modalità di carico come segue:

- in fase di accensione ed a bassi carichi, con combustione nella zona primaria;
- a carichi intermedi (20-60%) in cui la fiamma è presente sia nella zona primaria che in quella secondaria, con miscele moderatamente magre (con rapporto combustibile/aria inferiore all'unità). Questa fase serve come transizione alla fase di premiscelazione;
- dal 60% fino a pieno carico con premiscelazione nella zona primaria, e combustione nella zona secondaria.

3.1.1 Sezioni di impianto soggette a revisioni o sostituzioni

Le previste e principali modifiche impiantistiche prevedono le seguenti azioni:

Compressori, Bruciatori e Turbine a Gas: l'installazione dei bruciatori DNL1, descritti nel paragrafo precedente, richiede di modificare parzialmente la geometria interna dei combustori, per permettere la realizzazione delle diverse zone della combustione a stadi.

Sarà inoltre necessario innalzare la temperatura di fiamma, per garantirne la stabilità nelle diverse condizioni di miscelazione e di temperatura ambiente e nelle possibili condizioni di funzionamento, ed installare un sistema di preriscaldamento che faciliti la transizione alle condizioni di premiscelazione.

La scelta progettuale adottata è quella di adeguare il sistema di combustione per una temperatura di fiamma di 2.020 °F (1.100 °C), che corrisponde ad uno standard del

costruttore. Sarà così possibile ottimizzare il funzionamento dei combustori, contenendo la produzione di NOx e contribuire nel contempo a migliorare il rendimento dell'impianto.

L'innalzamento della temperatura di fiamma rende necessaria la sostituzione di alcune parti di impianto direttamente a contatto con essa o con i fumi nei punti più caldi. I componenti saranno sostituiti con altri di caratteristiche e progetto più avanzati. La temperatura massima prevista per gas allo scarico aumenterà da 995 a 1.100°F (535-593 °C).

Saranno anche modificati i compressori e le turbine a gas: si prevede la sostituzione dei primi stadi con modifica del profilo delle palette di turbina e del compressore e la sostituzione dei rotori. Gli interventi comprendono la modifica dello stadio di raffreddamento finale e dei diffusori dei gas di scarico.

L'insieme degli interventi citati comportano la trasformazione del sistema turbogas dal modello "91B" al "91E", che permetterà di migliorare il rendimento globale di impianto. In particolare, le modifiche e gli ammodernamenti porteranno ad aumentare il rendimento elettrico lordo dell'impianto, che passerà dall'attuale 29,2% al 33,2%. Il nuovo rendimento previsto dal progetto è in accordo con le Linee Guida nazionali per le Migliori Tecniche Disponibili per i grandi impianti di combustione.

E' previsto inoltre un modesto aumento della potenza elettrica lorda, che sarà pari a 109 MW alle condizioni ISO per ciascun gruppo turbogas-alternatore, rispetto all'attuale 84,7 MW.

L'impianto sarà alimentato a solo gas naturale, per cui verranno completamente rimossi il sistema di alimentazione gasolio ai combustori nonché i relativi sistemi di atomizzazione e di pulizia.

Trasformatore Principale, Trasformatori Secondari e Generatori: i generatori elettrici ed i trasformatori verranno sostituiti con nuove macchine, di concezione più moderna, dimensionate per la nuova potenza erogata (140 MVA).

La differenza delle dimensioni di ingombro delle nuove apparecchiature rispetto alle esistenti non sarà significativa, e non sarà necessario apportare modifiche alle strutture di contenimento.

A valle dei nuovi trasformatori sarà realizzato un sistema di interruzione e sezionamento, consistente in un interruttore e relativi sezionatori congiunture, che separerà fisicamente l'impianto rispetto alla stazione elettrica AT adiacente, di proprietà Terna.

Oltre alle modifiche descritte, si prevede la sostituzione dei quadri elettrici con altri di concezione più moderna, a maggiore affidabilità.

3.1.2 Produzione e consumo di energia

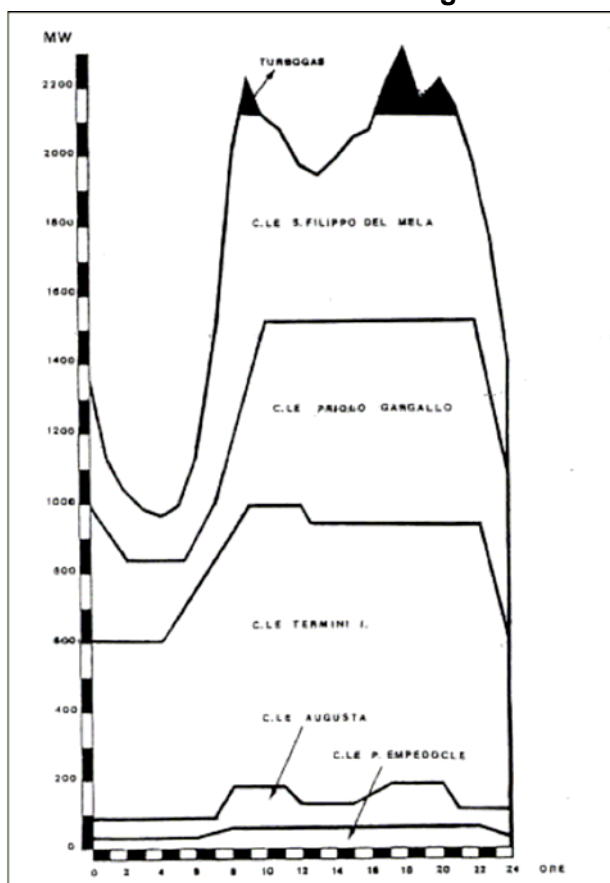
Il consumo di energia elettrica rimarrà sostanzialmente invariato.

L'incremento di potenza elettrica lorda di ogni singola turbina comporterà un aumento di energia elettrica netta di oltre il 20% passando da 1.450.581 MWh a 1.876.317 MWh.

Così come già in atto, anche nella configurazione futura la Centrale verrà utilizzata per la produzione di energia elettrica nelle ore di punta e nei casi di emergenza in rete, ad esempio per supplire a carenze dovute ad improvvise avarie di altri impianti o della rete stessa. Gli impianti con turbine a gas a ciclo aperto, infatti, pur con rendimenti non così elevati rispetto a ad impianti a ciclo combinato, risultano utili laddove sia necessaria una copertura immediata di produzione di energia elettrica con una utilizzazione complessiva annua limitata. La seguente figura riporta i contributi tipici, delle centrali localizzate in Regione Sicilia, alla copertura delle esigenze di rete, nelle varie ore del giorno. Si osservi che:

- le centrali legate a sistemi produttivi locali, con fornitura di vapore alle industrie, hanno un funzionamento pressoché continuo;
- le centrali non connesse a sistemi produttivi locali ma alimentate ad olio o derivati, hanno un funzionamento pressoché continuo nelle sole ore diurne;
- la centrale di Trapani ha un utilizzo nel solo corso delle ore di punta della mattina e del pomeriggio.

Figura 2: Andamento della richiesta di energia



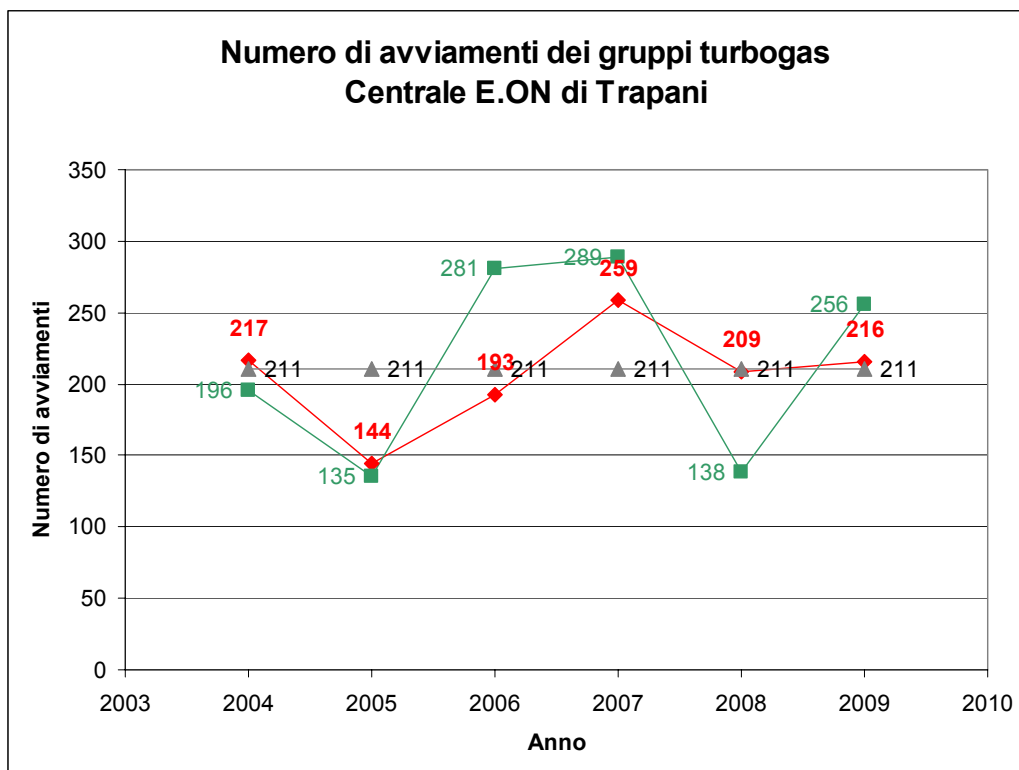
3.1.3 Fasi di avviamento e arresto

Dal momento che la Centrale verrà utilizzata come oggi per la produzione di energia elettrica in grado di garantire la copertura di punta e di emergenza, il numero di avviamenti sarà in linea con quello verificatosi negli anni passati. La seguente figura riporta il numero di avviamenti degli ultimi anni (2004-2009) per i due turbogruppi.

Gli avviamenti possono essere due per giorno (uno per le punte della mattina e l'altro per le punte pomeridiane) oppure uso solo a giorno, con mantenimento delle macchine al minimo tecnico nel corso delle ore di scarsa richiesta, comprese tra la punta della mattina e quella pomeridiana. Questa seconda modalità operativa sarà quella prevalente nel futuro.

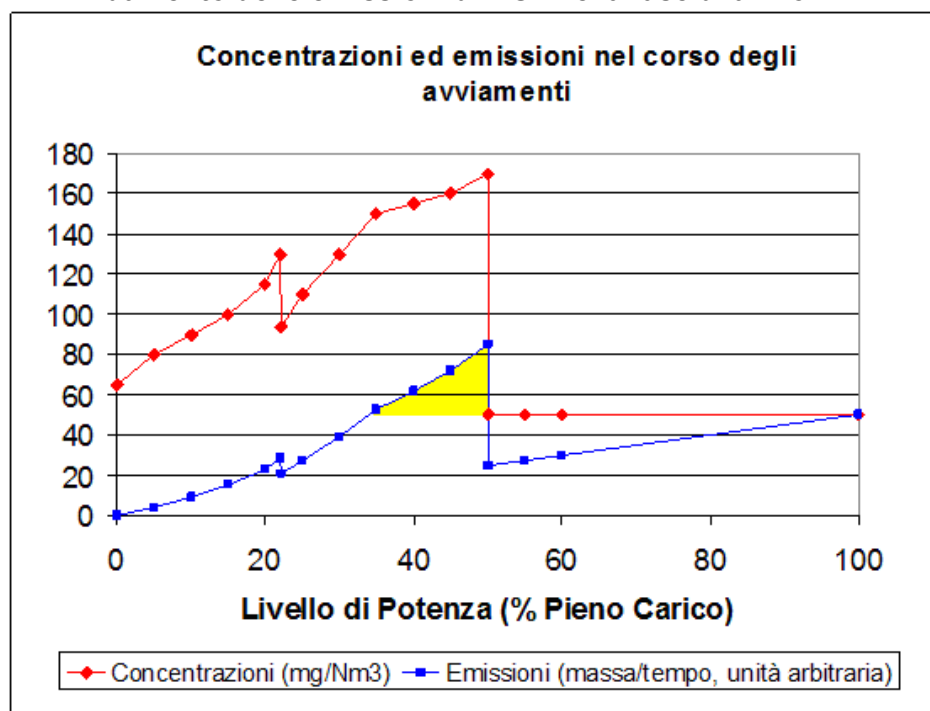
I tempi di avviamento e di arresto per i gruppi turbogas nella nuova configurazione rimarranno invariati rispetto a quanto già in atto. I tempi totali sono infatti pari a 32 minuti (da inizio della rotazione della turbina, in trascinamento, sino a turbina in generazione, a pieno carico) in assenza o in presenza di bruciatori DLN. Il transitorio emissivo vero e proprio, con presenza di fiamma e potenza erogata al di sotto del minimo tecnico ha una durata più limitata, pari a circa 20-21 minuti. Allo stesso modo, anche la fase di arresto è di breve durata, di circa 14 minuti.

Figura 3: Numeri di avviamenti dei gruppi turbogas negli ultimi anni



Nel corso degli avviamenti le emissioni avranno un andamento tipico (comunque variabile da avviamento ad avviamento) come mostrato in successiva Figura.

Figura 4: Andamento delle emissioni di NOx nella fase di avvio



Come si osserva, mentre nel transitorio le concentrazioni sono sempre superiori a quelle nominali, le emissioni massiche sono superiori a quelle corrispondenti al pieno carico solo all'interno di un breve intervallo di tempo (si veda triangolo giallo, in Figura).

3.2 Installazione o modifica di altri componenti di impianto

3.2.1 Sistema di monitoraggio delle emissioni

Verrà installato un sistema di monitoraggio continuo delle emissioni che misurerà sul camino di ciascun turbogas, il contenuto di NOx, valutato come NO₂, e di CO, correlandoli con la portata fumi.

3.2.2 Sistemi di automazione

I turbogas sono gestiti da un sistema di controllo (Mark VI Simplex) recentemente installato (2005), che sarà ampliato per includere anche i componenti di nuova installazione.

Il sistema di supervisione, comando e controllo a cui fanno capo tutte le altre apparecchiature verrà ammodernato, sostituendo i componenti attuali di tipo elettromeccanico, con sistemi a logiche programmabili.

L'impianto manterrà la possibilità di gestione locale ed in telecomando dalla centrale di Tavazzano-Montanaso.

3.2.3 Sistema antincendio e rivelazione gas

Il sistema di rivelazione gas sarà sostituito con un modello di concezione più recente, idoneo alle nuove installazioni.

Le centraline di allarme (1 per sezione) dovranno essere costituite con sistema modulare interfacciato al MK VI.

I cabinati attualmente non hanno un sistema di segnalazione di spegnimento in corso (CO₂), che quindi sarà implementato nella configurazione futura (in totale 11 cabinati – 7 sul turbogruppo 1 e 4 sul turbogruppo 2).

Sarà in ogni caso verificato con l'autorità preposta l'eventuale aggiornamento del Certificato Prevenzione Incendi (CPI – si veda **Allegato A22**).

3.2.4 Sistemi di alimentazione gas naturale

Il sistema di trattamento del gas naturale consiste nella stazione di decompressione trattamento analisi e misura, come autorizzato nel vigente decreto AIA.

La portata nominale delle due linee di alimentazione dei turbogas è di 35.000 Nm³/h cadauna (36.923 Sm³/h). Non sarà quindi richiesta alcuna modifica, perché la portata nel nuovo assetto (32.277 Sm³/h, si veda **Tabella 1**) resterà comunque inferiore alla capacità nominale delle linee.

Le due stazioni di condizionamento e riduzione per l'alimentazione dei turbogas dovranno essere adeguate per renderle idonee a fornire il gas alla pressione richiesta nelle nuove condizioni di funzionamento.

Gli eventuali nuovi gruppi di riduzione e condizionamento potranno essere posizionati su skid, in prossimità dei componenti da sostituire.

3.3 Uso di risorse e interferenze con l'ambiente

3.3.1 Acqua

Le fonti di approvvigionamento idrico e gli scarichi idrici saranno i medesimi dell'assetto attuale di Centrale, come autorizzati nel vigente decreto AIA.

La prevista modifica non comporterà inoltre alcuna variazione dei quantitativi di acqua approvvigionati e scaricati e della qualità dei reflui.

3.3.2 Materie prime e altri materiali

Il consumo di gas naturale, prelevato dalla rete SNAM, aumenterà di circa il 20% per ciascun turbogas (portata stimata 32.277 Sm³/h per ciascuna turbina).

Il consumo totale annuo di gas naturale sarà pari a 752.000 t/anno.

I consumi delle materie prime ausiliarie (oli lubrificanti, gasolio, ecc.) resteranno inalterati. I relativi stoccaggi rimarranno quindi inalterati.

3.3.3 Occupazione di suolo

Il progetto di adeguamento riguarda sostanzialmente la sostituzione di componenti ubicati all'interno di edifici esistenti, che non saranno modificati, o in postazioni all'interno di piazzali già utilizzate dalle attuali apparecchiature.

Non si richiede quindi nuova occupazione di suolo e modifica alle strutture esistenti.

3.3.4 Emissioni in atmosfera

La portata fumi di ciascun turbogas, a seguito delle modifiche previste ed al Carico Nominale Continuo (CNC), sarà di 1.004.700 Nm³/h.

Le concentrazioni massime di inquinanti previste dal progetto saranno pari a:

- NO_x come NO₂ 50 mg/Nm³;
- CO 100 mg/Nm³;

La portata e le concentrazioni sopra riportate sono riferite a gas secchi con eccesso di ossigeno al 15% e sono calcolate secondo la legislazione vigente.

Si rimanda alla **Tabella 1** riassuntiva per i parametri specifici emissivi (temperatura, flussi di massa, ecc.).

I livelli di emissione sopra esposti, che saranno garantiti dal fornitore, sono applicabili ad un regime di funzionamento dell'impianto compreso tra il carico minimo tecnico ambientale (CMTA = 60% pari a circa 65 MWe) ed il Carico Nominale.

I citati livelli di emissione non si intendono prescrittivi nel corso dei transitori (avviamento e fermata dell'impianto), nel corso dei quali la portata di combustibile è ridotta rispetto a quella nominale. La portata di gas secchi riferita al 15% di O₂ al Minimo Tecnico Ambientale (CMTA) è pari a circa 727.000 Nm³/h.

Si rimanda all'Allegato E4 per le attività di monitoraggio in continuo previste sulle emissioni dei camini principali e le monitoraggi delle emissioni in fase di transitorio.

3.3.5 Rumore

Le nuove macchine garantiranno livelli di rumore più contenuti rispetto a quelli attuali e sempre inferiori agli 80 dB(A), misurati ad 1 metro dalla superficie del componente emittente.

Le macchine saranno tutte alloggiare nei cabinati di contenimento o dietro agli schermi esistenti.

Non si prevede pertanto alcuna alterazione del clima acustico attuale.

3.3.6 Rifiuti

Le modifiche apportate agli impianti non comporteranno alterazione né in quantità né come tipologia dei rifiuti prodotti, rispetto a quanto autorizzato nell'attuale Decreto AIA.

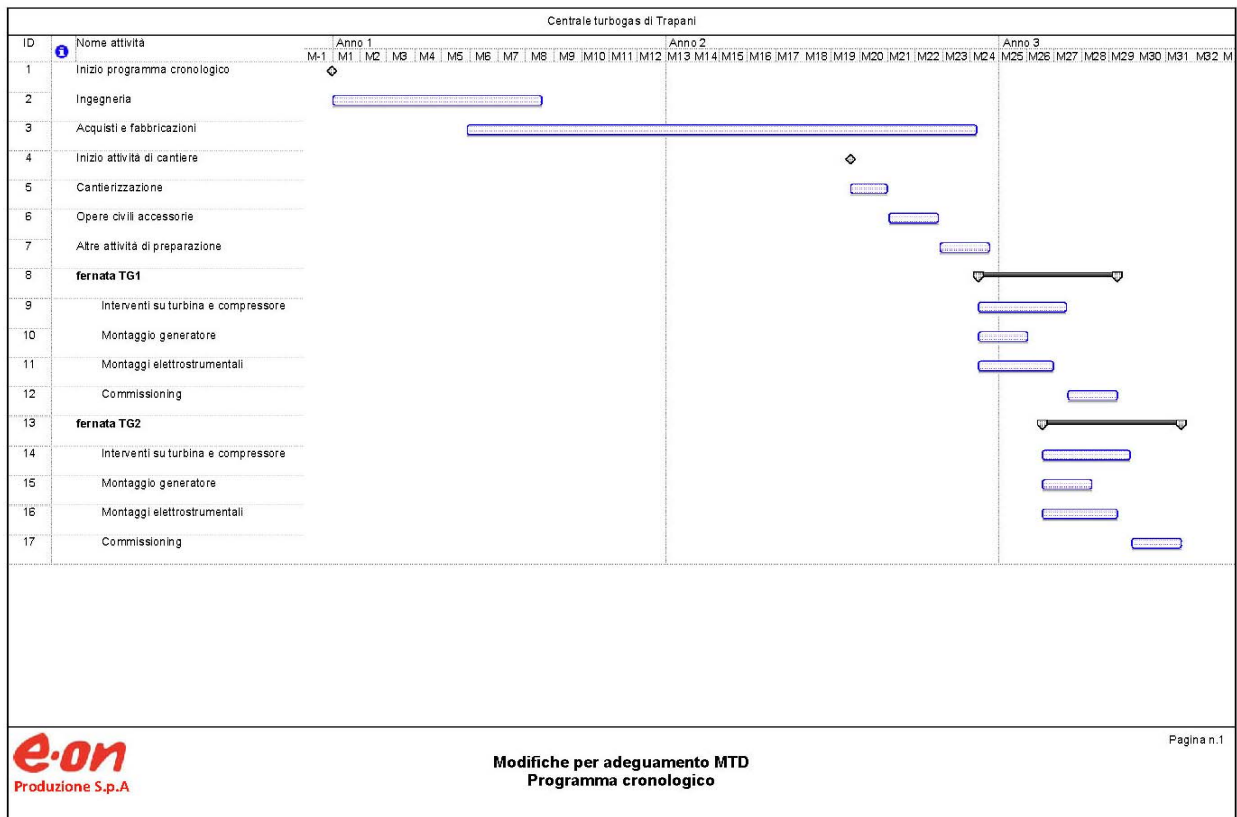
3.4 Manutenzioni

Le manutenzioni preventive dei nuovi componenti di impianto presenti in centrale saranno effettuate secondo le indicazioni del fornitore.

3.5 Fase di Cantiere

La fase di cantiere si svilupperà in accordo con il programma cronologico riportato nella seguente **Figura 5**.

Figura 5: Programma cronologico



3.6 Confronto tra configurazione attuale e futura per i principali parametri di interesse

L'assetto attuale di centrale attuale e futuro è sintetizzato in Tabella seguente.

Tabella 1: Sintesi delle Prestazioni Complessive della Centrale

Parametri	UM	Configurazione Attuale		Configurazione Futura	
		Turbogas 1/2	Totale	Turbogas 1/2	Totale
Potenza elettrica lorda	MW	84,7	169,4	109	218
Potenza termica nominale	MW	290	580	328,4	656,8
Rendimento elettrico lordo	%		29,2		33,2
Autoconsumi	MW	1,9	3,8	1,9	3,8
Potenza elettrica netta	MW	82,8	165,6	107,1	214,2
Rendimento elettrico netto	%		28,5		32,6 previsto 32,0 garantito
Consumo gas naturale	Sm ³ /h	26.000	52.000	32.277	64.554
Consumo olio combustibile	t/h	27	54	--	--
Portata fumi secchi ⁽¹⁾	Nm ³ /h	843.000	1.686.000	1.004.700	2.009.400
Velocità fumi tal quali	m/s	21,4		24,5	
Temperatura fumi (max)	°C	535		547	
Concentrazione massima nei fumi di NOx ⁽¹⁾	mg/Nm ³	250 ⁽²⁾		50	
Concentrazione massima nei fumi di CO ⁽¹⁾	mg/Nm ³	30 ⁽²⁾		100	
Emissioni massime NOx (come NO ₂)	kg/h	210,7	421,5	50,2	100,4
Emissioni massime CO	kg/h	25,3	50,6	100,5	201,0
Minimo Tecnico Ambientale	MWe	-	-	65	-

(1) Riferite gas secchi con eccesso di O₂ al 15%

(2) Valori massimi prescritti dal Decreto AIA