

CENTRALE DI TELERISCALDAMENTO LAMARMORA**SOSTITUZIONE DEL GRUPPO 3 (DA 200 MWt) CON UNA NUOVA UNITA'****COGENERATIVA (DA 87 MWt)**

PROGETTO DI FATTIBILITA'

RELAZIONE TECNICA

OGGETTO REVISIONE

PRIMA EMISSIONE

REDATTORE	ACS/PAD/TLR/IIR/IIT 	MARCO RIELLO	21/08/2021
VERIFICATORE	ACS/PAD/ASA/AMA 	MASSIMO MAGON	21/08/2021
APPROVATORE	ACS/PAD/TLR/IIR/IIT 	ALESSANDRO GNATTA	21/08/2021

Il documento approvato e firmato in originale è depositato presso ACS/PAD/TLR/IIR/IIT di A2A Calore & Servizi srl

Decorrenza applicazione: DATA APPROVAZIONE DOCUMENTO

INDICE

1	INTRODUZIONE	4
2	STATO ATTUALE	4
2.1	STORIA DELLA CENTRALE LAMARMORA E DEL TELERISCALDAMENTO	4
2.2	DATI ANAGRAFICI DELLA CENTRALE LAMARMORA	5
2.3	DESCRIZIONE GENERALE DELLA CENTRALE ATTUALE	6
3	PROGETTO DI INSTALLAZIONE DI UNA TURBINA A GAS COGENERATIVA.....	8
3.1	MOTIVAZIONI DEL PROGETTO.....	8
3.2	DESCRIZIONE DEL PROGETTO.....	8
3.3	PRINCIPALI CARATTERISTICHE TECNICHE E DESCRIZIONE DEL PROCESSO	9
3.3.1	Limiti Emissivi e Sistema trattamento fumi.....	10
3.3.2	Sistema elettrico e di controllo	10
3.3.3	SME	11
3.3.4	Sistema gas	11
3.3.5	Sistema di reintegro e scarico acque	12
3.3.6	Altri sistemi	12
3.4	DATI BASE DEL PROGETTO	12
3.5	OPERE CIVILI	14
4	CRONOGRAMMA	14
5	SCENARI ENERGETICI DEL TELERISCALDAMENTO	15
5.1	SCENARIO ENERGETICO ANTE OPERAM	16
5.2	SCENARIO ENERGETICO POST OPERAM	17
6	ALTERNATIVE	19

6.1	ANALISI DELL'OPZIONE ZERO	19
6.1	ANALISI DELLE ALTERNATIVE DI PROGETTO	20
6.1.1	Localizzazione del progetto	20
6.1.2	Alternative tecnologiche	20
7	ANALISI BAT LCP 2017	21

ALLEGATI

- doc. n. CLAM-GT1-A-IIT-P-SC-001_0 – Schema di processo P&ID
- doc. n. CLAM-GT1-A-SGS-G-DS-001_00 – Stato di fatto planimetrie e 3D
- doc. n. CLAM-GT1-A-SGS-G-DS-002_00 – Stato di progetto planimetrie
- doc. n. CLAM-GT1-A-SGS-G-DS-003_01 – Stato di progetto sezioni e prospetti
- doc. n. CLAM-GT1-A-SGS-G-DS-004_01 – Stato di progetto viste 3D
- doc. n. CLAM-GT1-A-SGS-G-DS-005_01 – Comparativa planimetrie e 3D

1 INTRODUZIONE

Il presente documento ha lo scopo di descrivere, all'interno della centrale di teleriscaldamento Lamarmora che alimenta la rete di teleriscaldamento cittadina, la sostituzione di un impianto esistente (Gruppo 3) con un nuovo impianto di produzione calore (GT1). La realizzazione del progetto risulta necessaria al fine di continuare ad assicurare gli attuali livelli di continuità e sicurezza del servizio di teleriscaldamento di Brescia, attivo da quasi 50 anni e che copre attualmente circa il 70% del fabbisogno di riscaldamento ed acqua calda sanitaria della città di Brescia e di alcuni Comuni limitrofi.

Il progetto riguarda in particolare l'installazione di una nuova turbina a gas cogenerativa alimentata a gas naturale di potenza termica nominale inferiore rispetto al gruppo esistente Gruppo 3 sostituito; la nuova unità grazie al corretto dimensionamento effettuato sulla base dell'evoluzione attuale e futura del sistema di teleriscaldamento nel suo complesso e alla sua grande flessibilità di esercizio sarà in grado di meglio soddisfare le esigenze della rete di teleriscaldamento cittadina assicurando elevata efficienza energetica-ambientale oltre che elevati standard di qualità del servizio.

2 STATO ATTUALE

2.1 STORIA DELLA CENTRALE LAMARMORA E DEL TELERISCALDAMENTO

Il sistema di Brescia rappresenta la più consolidata esperienza italiana in materia di teleriscaldamento. Negli anni '60, precedentemente alla prima crisi energetica che ha colpito il nostro Paese, ASM (ora A2A) ha sviluppato il progetto di massima del teleriscaldamento che prevedeva, a quel tempo, di riscaldare un terzo della città, con calore recuperato da impianti di produzione di energia elettrica. Nel 1972 è stato avviato l'esperimento pilota nel quartiere di Brescia Due in costruzione, mediante un impianto di riscaldamento centralizzato, alimentato da una piccola centrale termica tradizionale, provvisoriamente installata in loco. La buona accoglienza del nuovo servizio di teleriscaldamento da parte della popolazione ha fatto sì che lo stesso si sviluppasse velocemente in termini di acquisizione di nuove utenze e, conseguentemente, di potenziamento della rete e della centrale di produzione. Nel 1974 è stato approvato il piano per l'intera città, da realizzarsi in fasi successive. Dal 1972 al 1977 il calore è stato prodotto mediante caldaie semplici ad alto rendimento, installate nell'area della Centrale Lamarmora, che hanno costituito il primo nucleo degli attuali impianti. Dal 1978, con l'entrata in esercizio del primo gruppo di cogenerazione Gruppo 1 della Centrale Lamarmora, alla produzione di solo calore si è aggiunta quella di energia elettrica. Nel 1981 la Centrale Lamarmora è stata potenziata con un secondo gruppo di cogenerazione Gruppo 2 con caratteristiche analoghe al primo e, nella stagione termica 1987-88, da una caldaia policombustibile, funzionante cioè a carbone, olio combustibile e gas naturale anche in combustione mista (Gruppo 3). Nel 1992 è stato installato un'ulteriore gruppo turbina-alternatore, in grado di lavorare in parallelo coi turbogruppi esistenti. Nel 1998 è entrato in funzione il Termoutilizzatore, impianto di produzione combinata di energia elettrica ed energia termica che ha per obiettivo il trattamento ed il recupero energetico dei rifiuti non utilmente riciclabili come materiali. Oltre alla produzione di energia elettrica si recupera l'energia termica per alimentare la rete di teleriscaldamento della città. Era inizialmente composto da due linee di combustione rifiuti, e nel 2004 è stato completato con l'installazione di una terza linea di combustione. Oltre alla Centrale Lamarmora e al Termoutilizzatore, il sistema

di teleriscaldamento dispone anche della Centrale Nord, in cui sono installate caldaie semplici funzionanti a gas naturale, e del recupero di calore di scarto dall'acciaieria Ori Martin (2016).

Nel 2015 a seguito della dismissione dei gruppi di cogenerazione Gruppo 1 e Gruppo 2 e della caldaia semplice Macchi 3, nella centrale Lamarmora si è proceduto all'installazione di nuove unità di generazione semplice ad alta efficienza al fine di coprire i picchi di domanda degli utenti del teleriscaldamento.

Nella stagione termica 2020-2021 A2A ha inoltre abbandonato, con un anno di anticipo rispetto a quanto preventivato dal Piano industriale della Società e quasi cinque di anticipo sulle scadenze previste a livello nazionale, l'utilizzo di carbone come combustibile di alimento del Gruppo 3, impiegando unicamente gas naturale.

La Figura seguente mostra l'incremento della volumetria allacciata alla rete del teleriscaldamento, a partire dal 1972, anno di avviamento del servizio di teleriscaldamento, fino a circa 43 milioni di m³ al 2020.

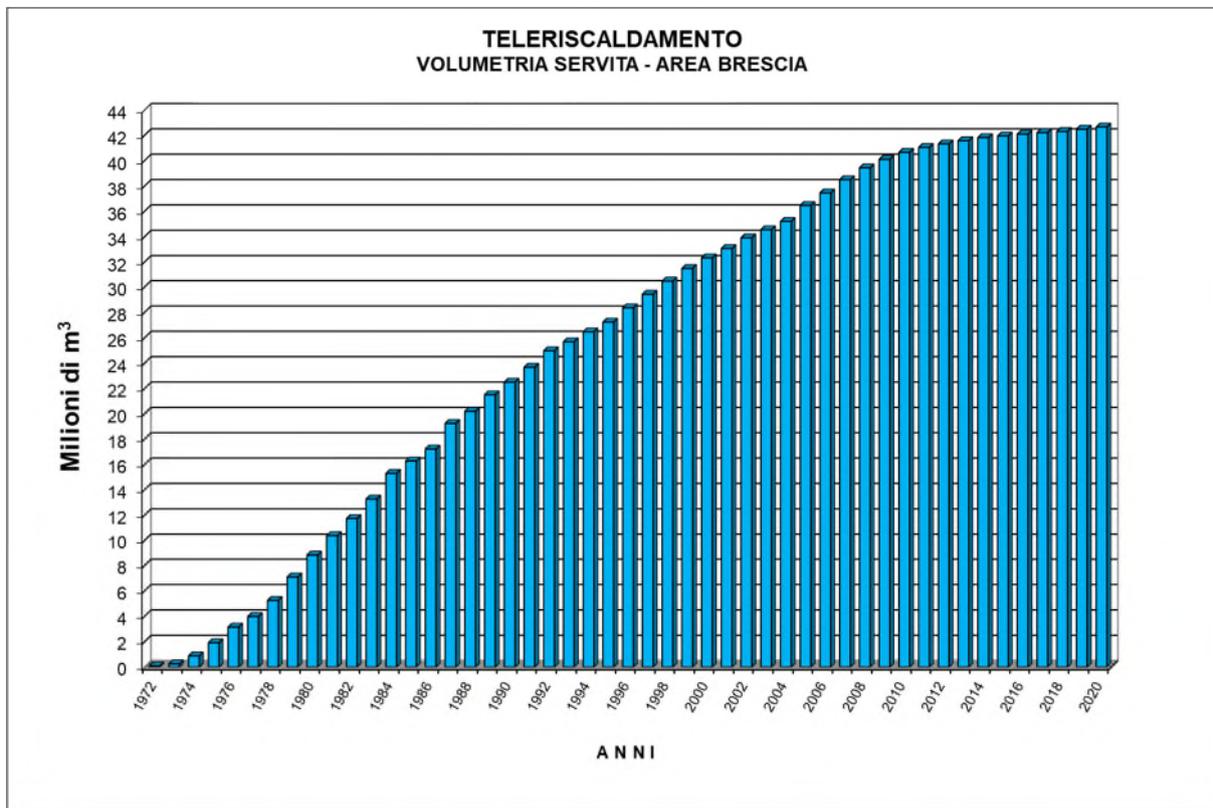


Fig. 1 – Sviluppo del teleriscaldamento di Brescia (1972-2020) – Volumetria allacciata [Mm³]

2.2 DATI ANAGRAFICI DELLA CENTRALE LAMARMORA

Ubicazione:	Via Lamarmora, 230 – 25124 Brescia
Nome Impianto:	Centrale Lamarmora
Proprietà:	A2A Calore & Servizi Srl
Superficie interessata:	circa 80.000 m ²

Attività del sito:	Produzione energia elettrica e termica per il teleriscaldamento
Potenza termica combustione:	485 MW
Potenza elettrica nominale:	72 MW _e

2.3 DESCRIZIONE GENERALE DELLA CENTRALE ATTUALE

La centrale di teleriscaldamento Lamarmora è attualmente composta da un gruppo di cogenerazione (Gruppo 3) e da n. 3 caldaie semplici (CS101-CS201-CS301). Il gruppo di cogeneratore è composto da un generatore di vapore, una turbina a contropressione, alternatore e scambiatori di calore vapore-acqua per la cessione di energia termica alla rete di teleriscaldamento cittadina. Tutti gli impianti presenti nella centrale sono alimentati a gas naturale.

Le potenze nominale, termica ed elettrica delle diverse sezioni di impianto e della centrale nel suo complesso sono riassunte nella seguente tabella.

CONFIGURAZIONE STATO DI FATTO CENTRALE LAMARMORA		P Focolare [MW]	P Termica (al TLR) [MW]	P elettrica [MW]
COGENERAZIONE	Gruppo 3	200	110	72
PRODUZIONE SEMPLICE DI CALORE	Caldaie Semplici	285	255	-
TOT CENTRALE LAMARMORA		485	365	72

Gruppo di cogenerazione N. 3 – Gruppo 3:

- un gruppo da 72 MW elettrici, con recupero di 110 MW termici per la rete di teleriscaldamento;
- turbina Tosi a contropressione con scarico al condensatore caldo (rete di teleriscaldamento);
- caldaia policombustibile Macchi - Foster Wheeler, da ottobre 2020 funzionamento esclusivamente a gas naturale;
- produzione vapore al carico massimo continuo: 280 t/h;
- temperatura vapore uscita surriscaldatore: 510°C;
- pressione vapore uscita surriscaldatore: 104 bar;
- catalizzatore DeNOx SCR high dust;
- elettrofiltro a 4 campi;
- desolforatore a semi-secco;
- filtro a maniche a 4 sezioni;
- camino in c.a. alto 100 m, in comune con la caldaia Bono 3 (CS301).

Unità di produzione semplice Bono – CS101-CS201-CS301:

- n. 3 unità in parallelo
- Potenza termica nominale al focolare 95 MW_c, potenza complessiva al focolare 285 MW_c;

- Potenza termica resa al teleriscaldamento 85 MW_t;
- Temperatura fumi nominale 110°C;
- rendimento di produzione: 90%;
- bruciatori Low NOx di combustione metano;
- sistemi di sicurezza della combustione;
- sistema di alimentazione e regolazione metano;
- ventilatori aria comburente;
- motori a giri variabili per ventilatore aria comburente;
- pompe di circolazione acqua;
- sistema di ricircolo fumi;
- ventilatori di ricircolo fumi;
- condotti fumi di scarico al camino;
- campionamento fumi per SME;
- valvole di sicurezza;
- strumentazione;
- quadri di controllo del sistema di combustione (tipo BMS);
- quadri di controllo del processo del nuovo insieme;
- sistema elettrico.

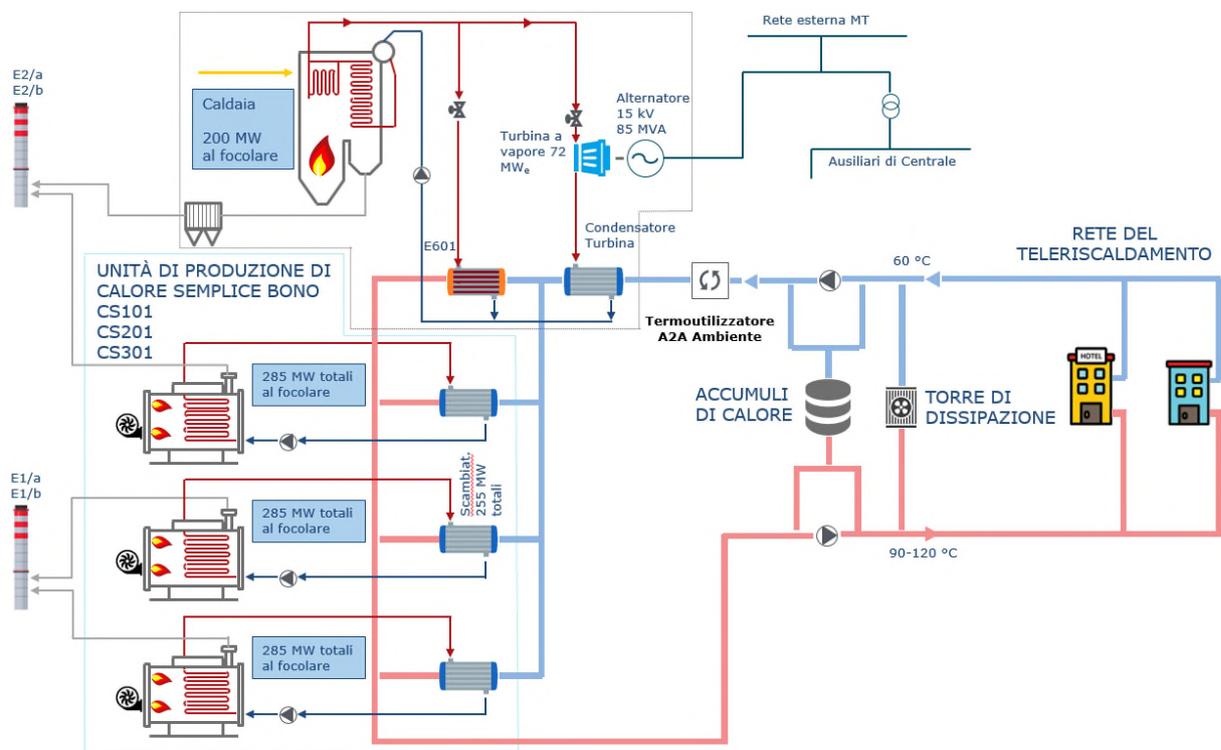


Fig. 2 – Stato attuale della centrale Lamarmora, Schema di processo

3 PROGETTO DI INSTALLAZIONE DI UNA TURBINA A GAS COGENERATIVA

3.1 MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

Il presente progetto si inserisce nel piano di Decarbonizzazione della rete di teleriscaldamento A2A della città di Brescia che sta contribuendo a variare in modo sostanziale la fisionomia degli impianti che la alimentano. A partire dal 2016 infatti sono stati realizzati una serie di progetti atti a differenziare il mix energetico, mantenere la garanzia di continuità e sicurezza del servizio e ad aumentare la sostenibilità energetico-ambientale della rete di teleriscaldamento coerentemente con gli obiettivi nazionali e internazionali, mentre altri risultano essere in fase realizzativa:

- 2016 – connessione recupero calore di scarto da acciaieria Ori Martin;
- 2019/2021 – realizzazione serbatoi di accumulo atmosferici presso le Centrali Lamarmora e Nord;
- 2020 – cessazione dell'uso del carbone presso la centrale Lamarmora;
- 2021 – connessione e recupero calore di scarto da acciaieria Alfa Acciai;
- 2022/2023 – realizzazione *flue gas condensation* presso il Termoutilizzatore con recupero calore dai fumi di combustione attraverso installazione di pompe di calore.

In questo nuovo scenario, che aumenta la quota di calore di recupero calore dagli impianti industriali già presenti sul territorio incrementando i già notevoli benefici energetico-ambientali del teleriscaldamento, il Gruppo cogenerativo esistente (Gruppo 3) risulterebbe sovradimensionato e privo della flessibilità idonea alle nuove esigenze della rete di teleriscaldamento e degli utenti ad essa collegati, pertanto risulta necessario inserire un nuovo sistema di produzione cogenerativo di potenza inferiore opportunamente dimensionata, caratterizzato da elevato rendimento energetico complessivo e da una maggiore flessibilità di esercizio, quindi in grado di adattarsi alle richieste dalla rete di distribuzione calore rispondendo con rapidità alle variazioni di carico da parte dell'utenza. In questo modo il servizio di teleriscaldamento erogato da A2A alla città di Brescia potrà continuare a mantenere le proprie caratteristiche di efficienza energetica e di sostenibilità ambientale, adottando un opportuno mix tecnologico ed energetico per garantire alti livelli di sicurezza e continuità del servizio.

3.2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

Il presente progetto prevede la realizzazione di una nuova unità cogenerativa alimentata a gas naturale finalizzata alla produzione combinata di energia termica ed energia elettrica. L'energia termica verrà immessa nella rete di teleriscaldamento urbana, mentre l'energia elettrica verrà utilizzata parzialmente per coprire gli autoconsumi di centrale e per la restante parte verrà immessa nella rete elettrica nazionale.

L'installazione sarà costituita da una turbina a gas che verrà alloggiata in un nuovo edificio dedicato al sistema di cogenerazione da realizzarsi.

La nuova unità avrà una potenza elettrica di circa 32,5 MW_e, potenza termica pari a circa 42 MW_t a fronte di una potenza di gas naturale di circa 86,5 MW¹.

La tecnologia della turbina a gas di futura installazione sarà predisposta per essere alimentata con un mix di gas naturale e idrogeno (dal 10% al 30%), qualora quest'ultimo sarà reso disponibile.

I fumi di combustione della nuova unità saranno convogliati all'interno del Camino 2 esistente in modo da evitare impatti legati alla realizzazione di una nuova ciminiera.

3.3 PRINCIPALI CARATTERISTICHE TECNICHE E DESCRIZIONE DEL PROCESSO

Il nuovo impianto sarà costituito da una turbina a gas cogenerativa dotata quindi di una caldaia a recupero in grado di scambiare calore tra i fumi di combustione in uscita dall'unità e il fluido di un circuito intermedio che a sua volta cederà il calore assorbito alla rete di teleriscaldamento attraverso uno scambiatore di calore. Al fine di assicurare delle prestazioni molto elevate anche dal punto di vista ambientale sarà installato un sistema di trattamento dei fumi che consentirà di abbattere l'emissione di CO e NO_x.

I principali componenti costituenti l'impianto risulteranno essere:

- Turbina a gas costituita da compressore, camera di combustione e turbina
- Alternatore
- Caldaia a recupero
- Sistema di trattamento fumi SCR e De-CO
- Scambiatore di calore a fascio tubiero verso il teleriscaldamento
- Pompe centrifughe per la gestione del circuito turbina
- Sistema di espansione circuito turbina
- Sistema di compressione gas naturale

Il nuovo impianto si conetterà al teleriscaldamento sfruttando le connessioni esistenti del Gruppo 2 dismesso nel 2015, verranno quindi realizzate delle nuove linee di condotte che si conetteranno allo scambiatore tra TLR e circuito turbina sopra menzionato. Tali linee saranno complete di valvole di intercettazione a farfalla pneumatiche e manuali, misuratore di energia termica (misuratore di portata e sonde di temperatura poste sulle tubazioni di ingresso e uscita dello scambiatore dal lato teleriscaldamento), strumentazione (sonde di temperatura e pressione), sistemi di sicurezza e collegamento al vaso di espansione.

Il circuito turbina invece si estenderà tra la caldaia a recupero e lo scambiatore di calore verso il teleriscaldamento con l'inserimento di n. 2 pompe centrifughe in parallelo necessarie per il controllo della portata nell'anello, un misuratore di portata, strumentazione (sonde di temperatura e pressione), sistemi di

¹ Valori in condizioni ISO (temperatura 15°C). La nuova unità turbogas avrà valori di potenza nominale, elettrica e termica fortemente dipendenti dalle condizioni ambientali: con temperatura ambiente pari a -15°C si avrà potenza elettrica pari a circa 37,5 MWe, potenza termica pari a circa 45 MW_t a fronte di una potenza di gas naturale di circa 97,5 MW. Tali dati sono stati forniti da un costruttore in fase di offerta preliminare e sono riferiti ad uno specifico modello di turbina. A seguito della gara per l'acquisto dell'impianto, il nuovo turbogas che farà parte dell'installazione potrà avere caratteristiche di potenza nominale, elettrica e termica resa al teleriscaldamento che si scosteranno in modo non significativo da quelli rappresentati (<10%).

sicurezza e un sistema di espansione dedicato. Il sistema di espansione sarà indicativamente costituito da un vaso atmosferico che svolgerà la funzione di cassa d'acqua reintegrando quando necessario il circuito e da un vaso pressurizzato con azoto che manterrà la pressione nel punto di connessione pressoché costante.

3.3.1 LIMITI EMISSIVI E SISTEMA TRATTAMENTO FUMI

La nuova unità avrà un sistema di combustione a basse emissioni che coadiuvato dal sistema di trattamento fumi permetterà di garantire ottime performance emissive. La nuova installazione sarà dotata di un sistema di riduzione catalitica degli ossidi di azoto che consentirà di eliminare in modo rilevante NO e NO₂ trasformandoli in composti inerti per l'ambiente, quali azoto e vapore acqueo e di un sistema di contenimento degli ossidi di carbonio. A tale scopo sarà installato un depuratore catalitico ossidante.

L'abbattimento degli NO_x avverrà attraverso l'iniezione di una quantità predeterminata di reagente prima del reattore catalitico (riduzione catalitica selettiva). Come reagente sarà utilizzata una soluzione di urea. Il reagente è immesso direttamente nei gas di scarico. Il dosaggio della quantità iniettata è in proporzione al carico della turbina. Nel reattore i catalizzatori ceramici ad alto rendimento convertono gli NO_x quasi completamente in azoto (N₂) e vapore acqueo (H₂O) con l'aiuto dell'ossigeno presente nell'aria (O₂) e l'ammoniaca (NH₃) proveniente dalla soluzione di urea.

La soluzione di urea verrà stoccata sfruttando i sistemi già presenti all'interno della Centrale Lamarmora.

I limiti alle emissioni in atmosfera previsti per la nuova unità turbogas sono coerenti alla normativa nazionale e regionale applicabile (D.Lgs. 152/06 e DGR 3934/2012) nonché a quanto previsto dai BAT-AEL del BREF-LCP 2017 e dalle Linee Guida Regionali di applicazione delle BAT ex DGR 3895 del 23 novembre 2020:

- NO_x (espressi come NO₂) pari a 30 mg/Nm³ espresso come media giornaliera e 25 mg/Nm³ espresso come media annua;
- CO pari a 30 mg/Nm³ espresso come media giornaliera e 25 mg/Nm³ espresso come media annua;
- NH₃ pari a 5 mg/Nm³ espresso come media giornaliera e 4 mg/Nm³ espresso come media annua.

I valori sono riferiti ai fumi secchi e ad una percentuale di ossigeno libero nell'effluente gassoso pari al 15%.

3.3.2 SISTEMA ELETTRICO E DI CONTROLLO

L'unità cogenerativa sarà dotata di un sistema elettrico articolato installato per la maggior parte all'interno dell'edificio di nuova realizzazione che ospiterà:

- Quadro principale di macchina,
- Trasformatori BT-MT per alimentazione dei sistemi di compressione del gas naturale, sistemi di pompaggio e in generale di tutti gli ausiliari necessari al funzionamento del nuovo impianto.

Il nuovo impianto sarà dotato di un sistema di controllo locale fornito dal costruttore del package turbina che si interfacerà mediante un collegamento in fibra ottica dedicato con il sistema di supervisione già presente in centrale consentendo la conduzione dell'intero sistema direttamente nella sala controllo esistente e recentemente rinnovata.

3.3.3 SME

La Centrale è attualmente dotata di due camini alti 100 m per l'emissione dei fumi di combustione. Nel camino 1 vengono convogliati i fumi di combustione delle caldaie CS101 (E1a) e CS201 (E1b) mentre nel camino 2 vengono convogliati i fumi di combustione del Gruppo 3 (E2b) e della caldaia CS301 (E2a).

I fumi di combustione della nuova unità saranno convogliati all'interno del Camino 2 (in luogo del Gruppo 3) esistente in modo da evitare impatti legati alla realizzazione di una nuova ciminiera.

Ciò può essere sintetizzato nella tabella seguente:

PUNTO DI EMISSIONE	DESCRIZIONE	ALTEZZA
E1a	Camino 1 – caldaia CS101	100 m
E1b	Camino 1 – caldaia CS201	100 m
E2a	Camino 2 – caldaia CS301	100 m
E2b	Camino 2 – Nuova unità GT1	100 m

Il convogliamento dei fumi del Gruppo 3 esistente sarà mantenuto al camino 2 per consentire il suo funzionamento di emergenza in caso di indisponibilità degli impianti principali che alimentano la rete di distribuzione del calore. Poiché le dimensioni del camino 2 non consentono l'espulsione contemporanea in atmosfera sia dei fumi generati dalla nuova unità turbogas sia dei fumi generati dal Gruppo 3, il funzionamento dei due generatori sarà tra loro alternativo (solo nuovo turbogas per il normale esercizio, solo Gruppo 3 in condizioni di emergenza).

Così come i fumi degli impianti esistenti, anche i fumi di combustione della nuova unità turbogas saranno oggetto di monitoraggio in continuo dei parametri inquinanti (NO_x, NH₃ e CO) e dei principali parametri fisici (Temperatura, O₂, umidità, Pressione) attraverso un Sistema di Monitoraggio in continuo delle Emissioni S.M.E.

Lo S.M.E. sarà conforme a quanto previsto conforme nell'Allegato VI alla parte V del d.lgs. 152/06 e smi e nei relativi decreti regionali di applicazione (d.d.g. n. 3536 del 27 agosto 1997 e smi, d.g.r. n. 8/11352 del 10 febbraio 2010 e d.d.s. n. 4343 del 27 aprile 2010 e smi e DGR n. 3934 del 06 agosto 2012) nonché sarà oggetto di collegamento alla rete regionale SME secondo quanto previsto dalla DGR XI/3895 del 23/11/2020.

3.3.4 SISTEMA GAS

Per il suo funzionamento la nuova turbina necessita di un'alimentazione di gas naturale ad alta pressione pari a circa 30 bar. La portata di gas naturale proveniente dalla rete cittadina ad alta pressione a 12 bar dovrà quindi essere elaborata da un sistema di compressione del gas metano che consentirà di raggiungere il set-

point richiesto dal costruttore. Tale cabina di compressione del gas naturale e il relativo edificio che la conterrà saranno realizzati presso la nuova unità turbogas.

3.3.5 SISTEMA DI REINTEGRO E SCARICO ACQUE

La nuova unità non necessita di spurghi e reintegri continui. Sono comunque possibili prelievi di acqua per i primi riempimenti, spurghi occasionali e attività di manutenzione. L'acqua utilizzata per tali scopi sarà trattata dal sistema presente in centrale. Parimenti anche l'additivazione è prevista unicamente negli scenari sopra descritti o qualora si ravvisasse, in seguito al periodico campionamento e analisi delle caratteristiche chimico fisiche dell'acqua dei circuiti, la necessità di ripristinare i parametri corretti al mantenimento dei componenti di impianto.

L'edificio di contenimento delle nuove unità, dotato al suo interno di pavimentazione impermeabile, sarà comunque corredato di un sistema di raccolta delle acque che accidentalmente potrebbero spargersi, che verranno poi convogliate all'esistente sistema di trattamento acque della Centrale (impianto Dondi).

3.3.6 ALTRI SISTEMI

La nuova installazione sarà dotata di un sistema antincendio specificatamente progettato e realizzato.

In termini preliminari, è possibile prevedere i seguenti dispositivi:

- rete acqua antincendio con idranti;
- estintori;
- rilevatori di gas;

L'edificio sarà inoltre dotato delle necessarie vie di fuga.

Per quanto riguarda altri sistemi, quali ad esempio l'aria compressa per il funzionamento di eventuali valvole pneumatiche, o per i servizi generali, ci si allaccerà alle esistenti reti presenti in Centrale.

3.4 DATI BASE DEL PROGETTO

La configurazione di progetto della Centrale Lamarmora è quella descritta all'interno dell'immagine seguente:

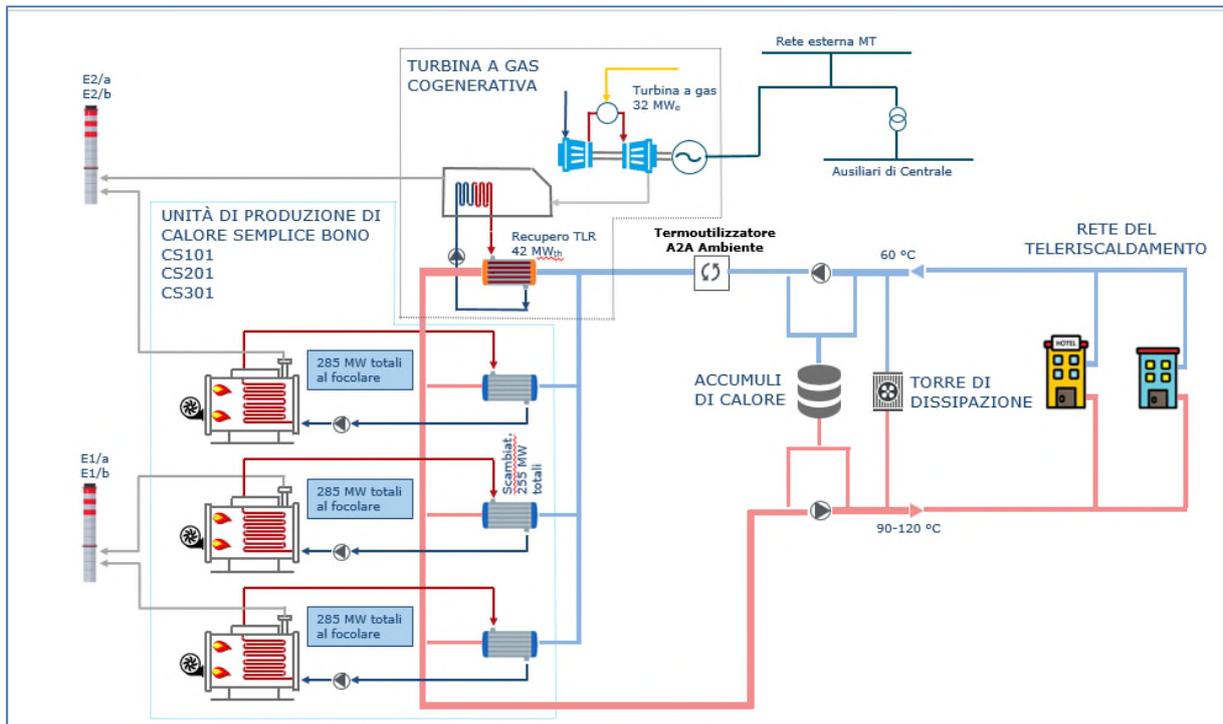


Fig. 3 – Stato di progetto della centrale Lamarmora, Schema di processo

Le potenze nominali nel futuro assetto della Centrale Lamarmora² sono riassunte nella tabella seguente dalla quale è possibile notare come il nuovo assetto di progetto preveda un impianto cogenerativo di taglia sostanzialmente inferiore rispetto al Gruppo 3 esistente, abbassando di oltre 100 MW la potenza al focolare utilizzata in centrale (vedi tabella Par. 2.3).

CONFIGURAZIONE DI PROGETTO CENTRALE LAMARMORA		Normale esercizio			Emergenza		
		P Foc [MW]	P Ter (TLR) [MW]	P Ele [MW]	P Foc [MW]	P Ter (TLR) [MW]	P Ele [MW]
COGENERAZIONE	Turbina a gas GT1	86,5	42	32,5	-	-	-
COGENERAZIONE	Gruppo 3	-	-	-	200	110	- ³
PRODUZIONE SEMPLICE DI CALORE	Caldaie Semplici	285	255	-	285	255	-
TOT CENTRALE LAMARMORA		371,5	297	32,5	485	365	-

² Valori in condizioni ISO (temperatura 15°C): vedi nota 1.

³ Nel futuro assetto di emergenza il Gruppo 3 non sarà più cogenerativo ma di sola produzione termica.

Come anticipato, il Gruppo 3 verrà mantenuto di riserva per la copertura di eventuali guasti e indisponibilità degli altri impianti di produzione che alimentano il sistema di teleriscaldamento (termovalorizzatore, centrale Nord, recuperi di calore da acciaierie) al fine di garantire la sicurezza e la continuità del servizio di teleriscaldamento e la sua resilienza. Tale riserva sarà solo ed esclusivamente termica, ovvero gli impianti di produzione elettrica saranno posti in stato di conservazione fredda.

Il camino esistente in cui sono e saranno convogliati i fumi di combustione rispettivamente del Gruppo 3 e del nuovo turbogas non consente che tali impianti siano in funzione contemporaneamente. Ciò costituisce un vincolo tecnico al fatto che, anche in caso di funzionamento in condizioni di emergenza del teleriscaldamento, la potenza esercita in centrale non sarà mai superiore a quella attualmente installata (485 MW).

3.5 OPERE CIVILI

Le principali opere edili che saranno realizzate per la costruzione della nuova turbina a gas sono:

- Basamento per turbogruppo turbina + alternatore;
- Basamento per caldaia a recupero;
- Basamenti sistemi ausiliari quali a titolo esemplificativo sistemi di pompaggio, scambiatore di calore;
- Strutture in cemento armato per il nuovo edificio;
- Strutture metalliche e tamponamenti per il nuovo edificio;
- Basamento, struttura metallica e tamponamenti edificio cabina compressione gas.

Negli elaborati di progetto è possibile apprezzare le caratteristiche basilari del nuovo edificio che sarà edificato in corrispondenza dello spazio ad oggi adibito al Gruppo 2. La nuova realizzazione risulterà avere un impatto estetico inferiore rispetto all'attuale andando a ridurre l'altezza complessiva del fabbricato.

Per rispettare le tempistiche del progetto le attività di demolizione del Gruppo 2 dovranno essere anticipate rispetto alla conclusione del procedimento relativo al Provvedimento unico di cui alla presente istanza: tale attività sarà pertanto oggetto di specifico e indipendente procedimento autorizzativo quale la Comunicazione di modifica non sostanziale dell'attuale AIA 267/2020 da avviare a cura del proponente.

4 CRONOGRAMMA

Le attività per la realizzazione del nuovo impianto avranno una durata approssimativa di due anni e sono descritte nel cronogramma sotto riportato:

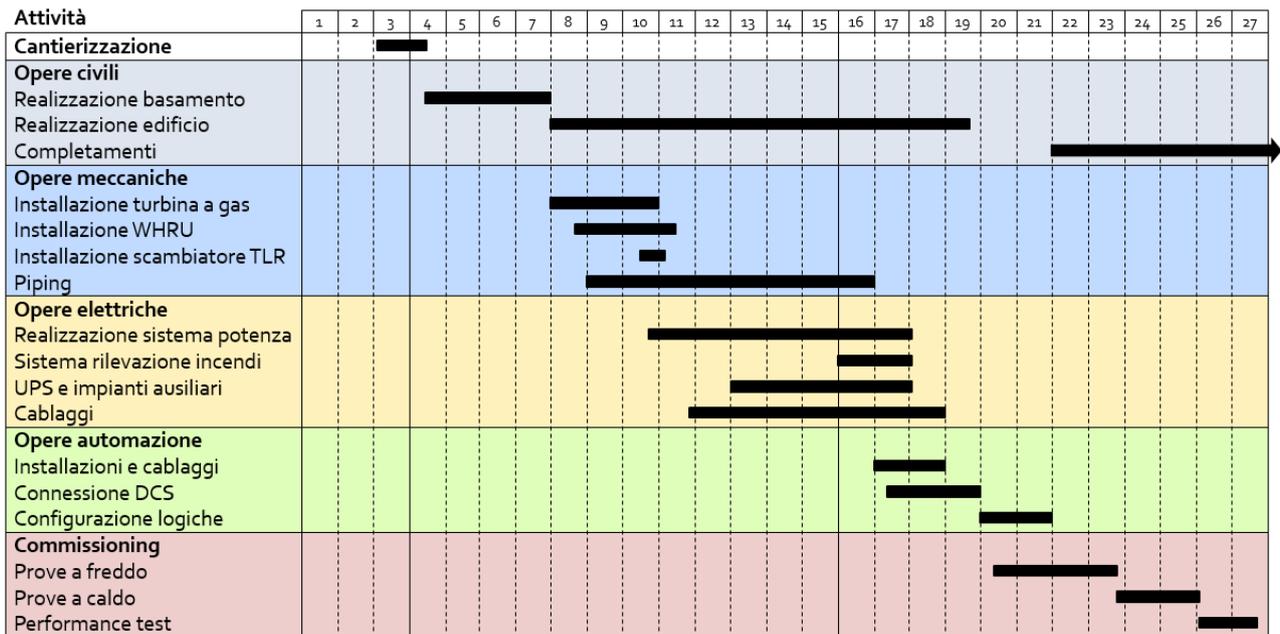


Fig. 4 – Attività di cantiere, Cronoprogramma

5 SCENARI ENERGETICI DEL TELERISCALDAMENTO

Gli scenari energetici analizzati sono definiti sulla base dello sviluppo in atto per il sistema di teleriscaldamento di Brescia. Infatti, il Piano industriale del teleriscaldamento nel medio termine prevede obiettivi di decarbonizzazione attraverso la realizzazione di progetti che aumentino la quota di calore di scarto recuperato da processi industriali già presenti sul territorio. In particolare, oltre agli interventi ad oggi già conclusi, sono in corso i progetti:

- presso il Termovalorizzatore l'installazione di un nuovo sistema di trattamento fumi, per rendere più sostenibile l'impianto, e un complesso sistema di recupero termico dai fumi di combustione mediante pompe di calore di ultima generazione che permetteranno di aumentare sensibilmente il recupero termico verso il teleriscaldamento (*flue gas condensation*);
- presso l'acciaieria Alfa Acciai l'installazione di un sistema per il recupero termico del calore di scarto.

Nel seguito, all'interno dell'assetto a regime del teleriscaldamento cittadino a conclusione dei suddetti interventi, sono quindi confrontati gli scenari che si differenziano per l'assetto della centrale Lamarmora, così definito:

- Ante operam: caratterizzato dal mantenimento della centrale Lamarmora esistente;
- Post operam: caratterizzato dalla sostituzione del gruppo TGR3 esistente con il nuovo turbogas in progetto.

Nello stato Post-Operam il progetto del nuovo turbogas GT1 presso la centrale Lamarmora si somma ai progetti in corso, mentre nello stato Ante-Operam la centrale Lamarmora mantiene il suo assetto attuale.

Gli altri impianti che completano il sistema di teleriscaldamento sono:

- Centrale nord: costituita da caldaie di generazione semplice alimentate a gas naturale;

- Recupero industriale: costituito dall’impianto di recupero di calore industriale di scarto presso l’acciaiera Ori Martin, posto a nord della città e connesso alla rete di teleriscaldamento dal 2016.

Gli scenari che verranno esposti nel seguito sono eseguiti considerando valori energetici in linea con i dati rilevati nel corso delle ultime stagioni termiche e con il piano industriale di A2A Calore & Servizi S.r.l. in merito alla rete di teleriscaldamento di Brescia. Variazioni significative delle condizioni climatiche assunte, soprattutto per la stagione invernale, potranno determinare variazioni, anche sensibili, agli scenari futuri previsti.

5.1 SCENARIO ENERGETICO ANTE OPERAM

Nello Scenario Ante-Operam l’assetto della centrale Lamarmora è considerato quello in assenza della realizzazione dell’intervento in progetto, ovvero quello attuale. Sono invece già considerati i progetti relativi al termovalorizzatore (*flue gas condensation*) e l’espansione dei recuperi industriali.

Come descritto ampiamente nel presente elaborato, la Centrale di Teleriscaldamento Lamarmora è costituita da un’unità cogenerativa alimentata a gas naturale denominata Gruppo 3, composta da una caldaia a vapore connessa ad una turbina a contropressione con condensazione sulla rete del teleriscaldamento, e da n.3 caldaie di generazione semplice, anch’esse alimentate a gas naturale.

Lo scenario energetico del teleriscaldamento prevede che durante la stagione termica (15 ottobre – 15 aprile) il Gruppo 3 e il Termovalorizzatore forniscano il carico di base di cui necessitano le utenze, mentre le caldaie, grazie alla loro facilità di modulazione, integrino la produzione richiesta dagli utenti. L’impianto di recupero industriale, di potenza relativamente bassa rispetto ai consumi della rete, fornirà la massima energia possibile.

Nel periodo estivo il Termovalorizzatore assicurerà in autonomia a tutte le utenze connesse alla rete la fornitura di calore per produzione di acqua calda sanitaria.

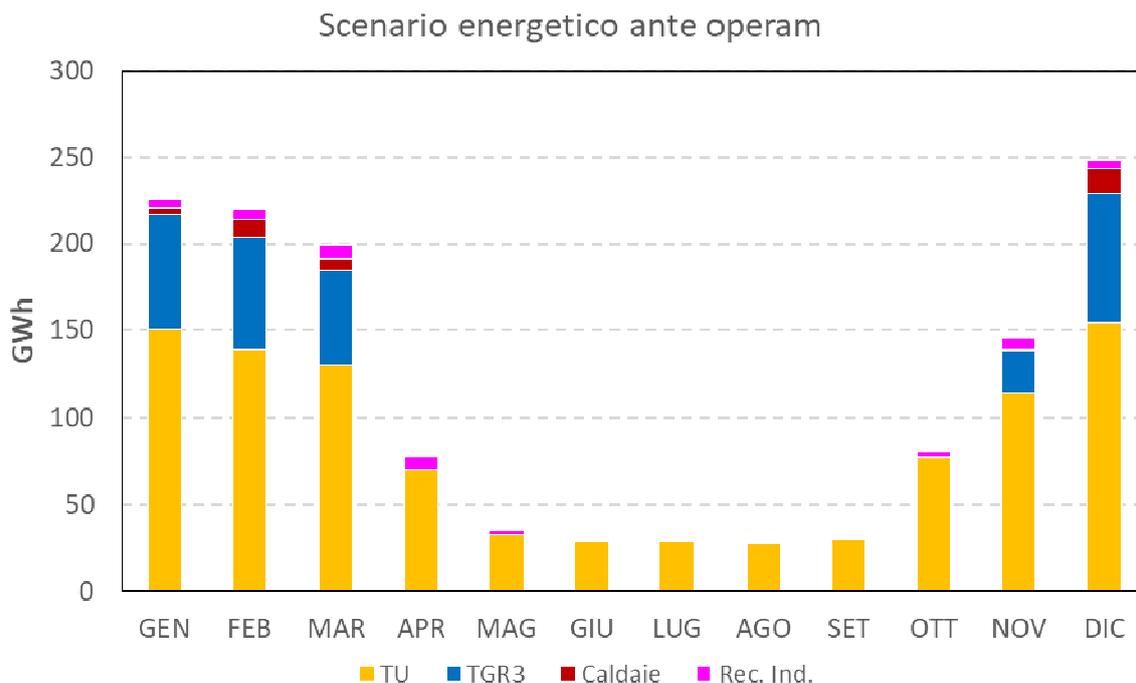


Fig. 5 – Scenario Ante-Operam, Previsione di carico termico mensile del teleriscaldamento

In termini di potenza e di produzione termica ed elettrica, i dati relativi alla configurazione del sistema di teleriscaldamento sono riassunti nella seguente tabella:

SCENARIO ENERGETICO ANTE OPERAM	Potenza termica per TLR [MW]	Energia termica immessa in rete TLR [GWh/a]
Gruppo 3 C.le Lamarmora	110	285
Caldaie semplici C.le Lamarmora	255	21
Caldaie semplici C.le Nord	165	15
Termoutilizzatore	240	984
Recupero industriale	20	45
TOTALE	790	1'350

Fig. 6 – Scenario Ante-Operam, Contributi degli impianti di produzione calore per teleriscaldamento

La stima della produzione elettrica cogenerata dal gruppo TGR3 della centrale Lamarmora è pari a circa 100 GWh/a.

5.2 SCENARIO ENERGETICO POST OPERAM

Nella condizione di progetto la Centrale di Teleriscaldamento Lamarmora sarebbe invece composta da un'unità cogenerativa alimentata a gas naturale denominata GT1, costituita da una turbina a gas con recupero cogenerativo verso la rete teleriscaldamento, e da n.3 caldaie di generazione semplice.

Durante la stagione termica (15 ottobre – 15 aprile) il Termovalorizzatore fornirà il carico di base di cui necessitano le utenze, mentre la nuova unità cogenerativa di Lamarmora grazie alla taglia ridotta e alla sua flessibilità di esercizio, coadiuvata dai sistemi di generazione semplice, integrerà l'energia termica saturando la richiesta degli utenti. Gli impianti di recupero industriale forniranno la massima energia possibile compatibilmente con le esigenze in termini di temperatura e portata della rete teleriscaldamento.

Nel periodo estivo Termovalorizzatore assicurerà in autonomia a tutte le utenze connesse alla rete la fornitura di calore per produzione di acqua calda sanitaria. Il nuovo impianto di cogenerazione di Lamarmora sarà invece sempre disponibile a fornire supporto qualora servisse energia termica alla rete di teleriscaldamento ed energia elettrica alla rete pubblica nazionale.

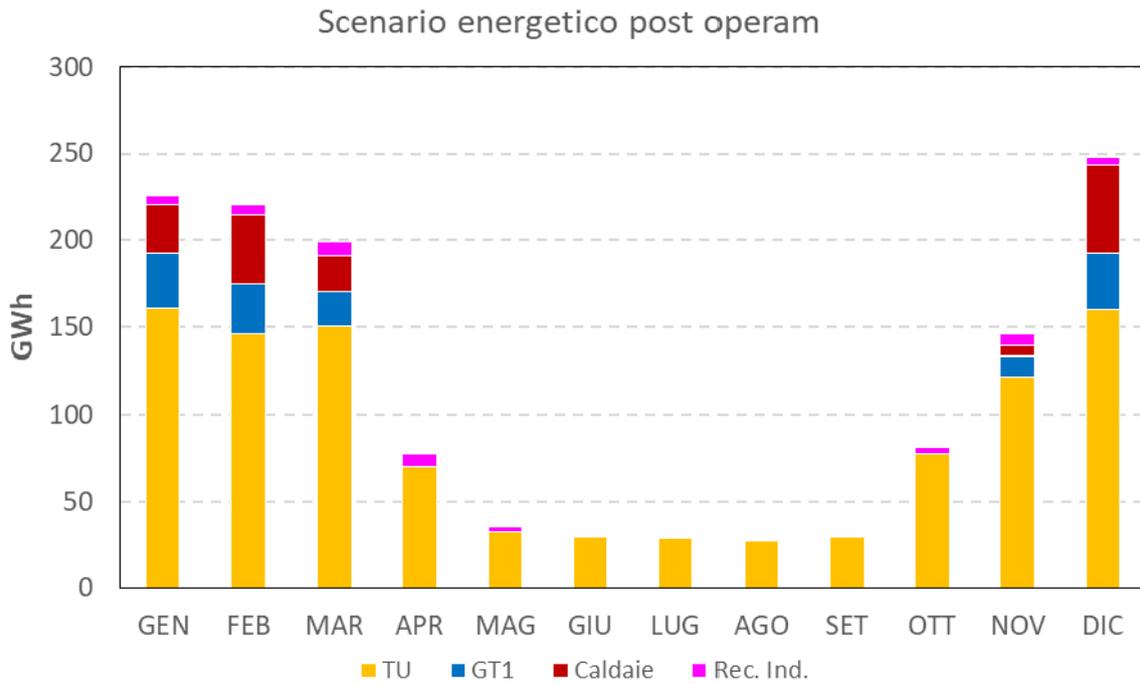


Fig. 7 – Scenario Post-Operam, Previsione di carico termico mensile del teleriscaldamento

In termini di potenza e di produzione termica ed elettrica, i dati relativi alla nuova configurazione del sistema di teleriscaldamento sono riassunti nella seguente tabella:

SCENARIO ENERGETICO POST OPERAM	Potenza termica per TLR [MW]	Energia termica immessa in rete TLR [GWh]
GT1 C.le Lamarmora	42	126
Caldaie semplici C.le Lamarmora	255	130
Caldaie semplici C.le Nord	165	15
Termoutilizzatore	240	1'034
Recupero industriale	20	45
TOTALE	722	1'350

Fig. 6 – Scenario Post-Operam, Contributi degli impianti di produzione calore per teleriscaldamento

La stima della produzione elettrica cogenerata dalla nuova turbina GT1 della centrale Lamarmora è pari a circa 90 GWh/a.

6 ALTERNATIVE

6.1 ANALISI DELL'OPZIONE ZERO

L'analisi dell'opzione zero consente di valutare la mancata realizzazione di un progetto.

Il progetto proposto consiste nella sostituzione del gruppo TGR3 di potenza termica nominale pari a 200 MW, ora alimentato solo a gas naturale, con una nuova turbina a gas di potenza termica nominale pari a 85 MW.

Il progetto è in accordo;

- ✓ con gli indirizzi programmatici della politica energetica comunitaria, nazionale e regionale, specie in riferimento agli obiettivi di sostenibilità ambientale ed efficienza energetica;
- ✓ con l'obiettivo della cessazione dell'utilizzo del carbone per le centrali termoelettriche entro il 2025.

La mancata realizzazione del progetto potrebbe intaccare la funzione strategica rivestita già oggi dalla Centrale del teleriscaldamento di Lamarmora per l'area, perdendo l'opportunità di perseguire un'evoluzione in termini di efficienza energetica e ricadute benefici ambientali apportati dal teleriscaldamento sul sistema cittadino di Brescia.

Il mantenimento in esercizio del gruppo TGR3 comporterebbe una perdita di efficienza energetica e ambientale del sistema di teleriscaldamento cittadino nel suo complesso. Infatti, visti anche i progetti in corso per l'aumento del recupero di calore da processi industriali già presenti sul territorio (nuovi sistemi di accumulo termico, recupero calore da Alfa Acciai e dai fumi del termovalorizzatore) la potenza nominale del gruppo TGR3 risulterebbe sovradimensionata rispetto al contributo di produzione richiesto. Allo stesso tempo, il gruppo TGR3, per età e caratteristiche tecniche ed energetiche, risulterebbe inadeguato sia al funzionamento a carichi termici parziali sia alla flessibilità di esercizio che l'evoluzione della configurazione degli impianti di produzione calore richiederà. Ne conseguirebbe un significativo decremento delle sue prestazioni energetiche e, di conseguenza ambientali, che ne precluderebbe l'impiego facendo venir meno la potenza termica necessaria a garantire la continuità e la sicurezza del sistema di teleriscaldamento. In alternativa, garantire una maggiore efficienza del gruppo TGR3 attraverso un suo funzionamento maggiormente continuativo significherebbe *erodere* la quota di energia termica producibile con altri impianti aventi migliori caratteristiche energetico-ambientali (ad esempio dal Termovalorizzatore).

Quindi, la mancata realizzazione dell'opera in progetto non consentirebbe il miglioramento delle prestazioni ambientali raggiungibili con una turbina a gas di nuova generazione, opportunamente dimensionata sulle nuove necessità del sistema di teleriscaldamento in evoluzione, con tutti i benefici che derivano, in termini di riduzione delle emissioni atmosferiche su più ampia scala (incluse le emissioni di gas climalteranti), dall'efficientamento energetico del sistema nel suo complesso.

Inoltre, si ricorda che la tecnologia della turbina a gas di futura installazione prevedrà la possibilità di alimentare l'impianto con un mix di gas naturale e idrogeno (dal 10% al 30%), qualora quest'ultimo sarà reso disponibile.

6.1 ANALISI DELLE ALTERNATIVE DI PROGETTO

6.1.1 LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO

Poiché il progetto proposto riguarda una modifica alla Centrale Lamarmora esistente non sono state considerate alternative localizzate in siti esterni all'area di Centrale, consentendo di evitare l'occupazione di nuovo territorio e, in parte, di riutilizzare le strutture e le apparecchiature già esistenti.

6.1.2 ALTERNATIVE TECNOLOGICHE

Il progetto nasce dall'esigenza di mantenere la funzione strategica della Centrale Lamarmora per la rete del teleriscaldamento di Brescia.

Considerando le caratteristiche dell'impianto esistente sono state analizzate e ragionevolmente scartate alternative come l'utilizzo di combustibili alternativi (ad esempio le biomasse), il cui sfruttamento allo scopo di raggiungere pari valori potenza installata e di energia prodotta rappresenterebbe un'insostenibile criticità per l'approvvigionamento della materia prima e l'ambiente coinvolto.

Per quanto riguarda le altre tipologie di impianti a combustione, l'utilizzo di gas naturale come combustibile ha un impatto sull'ambiente sensibilmente inferiore rispetto a quello di altri combustibili fossili. Il ricorso al gas naturale, l'elevata efficienza complessiva del processo cogenerativo e la tecnologia adottata nei combustori e negli impianti di abbattimento secondari consentono di limitare notevolmente le emissioni in atmosfera:

- ✓ le emissioni di ossido di azoto vengono contenute al minimo attualmente possibile con l'uso di tecnologie primarie e secondarie altamente efficienti e in linea con i requisiti richiesti dalle BAT LCP;
- ✓ le emissioni di ossidi di zolfo dell'impianto sono trascurabili;
- ✓ le emissioni di polveri sono praticamente assenti;
- ✓ le emissioni di anidride carbonica sono sensibilmente inferiori rispetto all'utilizzo di altri combustibili fossili. Inoltre, la tecnologia della turbina a gas di futura installazione prevedrà la possibilità di alimentare l'impianto con un mix di gas naturale e idrogeno (dal 10% al 30%), qualora quest'ultimo sarà reso disponibile.

Per quanto esposto sopra si è concluso che la proposta di installazione del nuovo turbogas opportunamente dimensionato si configura come l'unica capace di garantire il prosieguo dell'attività della Centrale (si ricorda a servizio del Teleriscaldamento di Brescia) in linea con il mutato scenario energetico nazionale, perseguendo la maggiore efficienza del sistema di teleriscaldamento nel suo complesso così come previsto dagli sviluppi in corso e, di conseguenza, minori ricadute ambientali rispetto al mantenimento degli impianti esistenti.

7 ANALISI BAT LCP 2017

La centrale di Lamarmora nel suo assetto attuale risulta già adeguata alle BAT LCP 2017⁴ come risulta dal recente Riesame AIA rilasciato con Decreto 267 del 18/12/2020.

Nel seguito vengono quindi valutate le BAT di interesse e pertinenti rispetto alla nuova turbina a gas GT1.

BAT 2

BAT 2. La BAT consiste nel determinare il rendimento elettrico netto e/o il consumo totale netto di combustibile e/o l'efficienza meccanica netta delle unità di gassificazione, IGCC e/o di combustione mediante l'esecuzione di una prova di prestazione a pieno carico ⁽¹⁾, secondo le norme EN, dopo la messa in servizio dell'unità e dopo ogni modifica che potrebbe incidere in modo significativo sul rendimento elettrico netto e/o sul consumo totale netto di combustibile e/o sull'efficienza meccanica netta dell'unità. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente.

RISCONTRO: Per la nuova turbina a gas (GT1), a seguito dell'installazione saranno svolti i collaudi per verificare le prestazioni energetiche quali rendimento elettrico e rendimento termico e, di conseguenza, il consumo totale netto di combustibile. In seguito, il consumo totale di combustibile, il rendimento termico e il rendimento elettrico saranno calcolati a consuntivo con periodicità mensile dai dati di esercizio di cui alle Comunicazioni annuali.

BAT 3

BAT 3. La BAT consiste nel monitorare i principali parametri di processo relativi alle emissioni in atmosfera e nell'acqua, tra cui quelli indicati di seguito.

Flusso	Parametro/i	Monitoraggio
Effluente gassoso	Portata	Determinazione periodica o in continuo
	Tenore di ossigeno, temperatura e pressione	Misurazione periodica o in continuo
	Tenore di vapore acqueo ⁽¹⁾	
Acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi	Portata, pH e temperatura	Misurazione in continuo

⁽¹⁾ La misurazione in continuo del tenore di vapore acqueo degli effluenti gassosi non è necessaria se gli effluenti gassosi campionati sono essiccati prima dell'analisi.

⁴ DECISIONE DI ESECUZIONE (UE) 2017/1442 DELLA COMMISSIONE del 31 luglio 2017.

RISCONTRO: I fumi di combustione della turbina GT1 saranno monitorati in continuo per quanto riguarda i seguenti parametri: temperatura, ossigeno, pressione, e umidità. Si evidenzia inoltre che, come le altre unità di produzione, la nuova turbina a gas sarà dotata di sistema di monitoraggio in continuo delle emissioni (SME).

BAT 4

BAT 4. La BAT consiste nel monitorare le emissioni in atmosfera almeno alla frequenza indicata di seguito e in conformità con le norme EN. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente.

RISCONTRO: Il sistema di monitoraggio delle emissioni (SME) per la turbina GT1 prevede il monitoraggio in continuo delle concentrazioni di NO_x, e CO e NH₃.

BAT 6

BAT 6. Per migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e per ridurre le emissioni in atmosfera di CO e delle sostanze incombuste, la BAT consiste nell'ottimizzare la combustione e nel fare uso di un'adeguata combinazione delle tecniche indicate di seguito.

- dosaggio e miscela dei combustibili;
- manutenzione del sistema di combustione;
- sistema di controllo avanzato;
- buona progettazione delle apparecchiature di combustione;
- scelta del combustibile.

RISCONTRO: La turbina GT1 sarà alimentata a gas naturale e dotata di un sistema di controllo avanzato oltre che di un sistema per il contenimento degli ossidi di carbonio.

Il gestore controlla tutte le apparecchiature per il corretto funzionamento dell'impianto, adottando logiche diverse in relazione al tipo di apparecchiatura/strumento. Le attività sono opportunamente registrate e conservate in area di rete dedicata.

BAT 7

BAT 7. Al fine di ridurre le emissioni di ammoniaca in atmosfera dovute alla riduzione catalitica selettiva (SCR) e/o alla riduzione non catalitica selettiva (SNCR) utilizzata per abbattere le emissioni di NO_x, la BAT consiste nell'ottimizzare la configurazione e/o il funzionamento dell'SCR e/o SNCR (ad esempio, ottimizzando il rapporto reagente/NO_x, distribuendo in modo omogeneo il reagente e calibrando in maniera ottimale l'iniezione di reagente)

RISCONTRO: L'abbattimento degli NO_x sarà effettuato mediante soluzione di urea. Il reagente sarà immesso direttamente nei gas di scarico ed iniettato in quantità proporzionali carico della turbina. Nel reattore i catalizzatori ceramici ad alto rendimento convertiranno gli NO_x in azoto (N₂) e vapore acqueo (H₂O) con l'aiuto dell'ossigeno presente nell'aria (O₂) e l'ammoniaca (NH₃). Sarà applicato il dosaggio di urea in funzione dei valori di NO_x misurati in uscita dal sistema trattamento fumi. Il Gestore verificherà periodicamente la funzionalità delle lance per l'iniezione del reagente; verrà altresì verificata la funzionalità del catalizzatore presso il fornitore.

BAT 8

BAT 8. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera durante le normali condizioni di esercizio, la BAT consiste nell'assicurare, mediante adeguata progettazione, esercizio e manutenzione, che il funzionamento e la disponibilità dei sistemi di abbattimento delle emissioni siano ottimizzati.

RISCONTRO: L'impianto e i sistemi di abbattimento sono progettati, eserciti e mantenuti in maniera da prevenire e ridurre le emissioni in atmosfera. Nello specifico si evidenzia che la nuova turbina avrà un sistema di combustione a basse emissioni che coadiuvato dal sistema di trattamento fumi permetterà di garantire ottime performance emissive. La nuova installazione sarà dotata di:

- un sistema di riduzione catalitica degli ossidi di azoto che consentirà di eliminare in modo rilevante NO e NO₂ trasformandoli in composti inerti per l'ambiente, quali azoto e vapore acqueo;
- un sistema di contenimento degli ossidi di carbonio. A tale scopo sarà installato un depuratore catalitico ossidante.

BAT 9

BAT 9. Al fine di migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e/o di gassificazione e ridurre le emissioni in atmosfera, la BAT consiste nell'includere gli elementi seguenti nei programmi di garanzia della qualità/controllo della qualità per tutti i combustibili utilizzati, nell'ambito del sistema di gestione ambientale (cfr. BAT 1):

i) caratterizzazione iniziale completa del combustibile utilizzato, ivi compresi almeno i parametri elencati in appresso e in conformità alle norme EN. Possono essere utilizzate norme ISO, norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente;

ii) prove periodiche della qualità del combustibile per verificarne la coerenza con la caratterizzazione iniziale e secondo le specifiche di progettazione. La frequenza delle prove e la scelta dei parametri tra quelli della tabella sottostante si basano sulla variabilità del combustibile e su una valutazione dell'entità delle sostanze inquinanti (ad esempio, concentrazione nel combustibile, trattamento degli effluenti gassosi applicato);

iii) successivo adeguamento delle impostazioni dell'impianto in funzione della necessità e della fattibilità (ad esempio, integrazione della caratterizzazione del combustibile e controllo del combustibile nel sistema di controllo avanzato (cfr. descrizioni alla sezione 8.1).

RISCONTRO: Per l'approvvigionamento del gas naturale sono presenti i rapporti mensili del distributore.

BAT 10

BAT 10. Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante condizioni di esercizio diverse da quelle normali, la BAT consiste nell'elaborare e attuare, nell'ambito del sistema di gestione ambientale (cfr. BAT 1), un piano di gestione commisurato alla rilevanza dei potenziali rilasci di inquinanti che comprenda i seguenti elementi:

- adeguata progettazione dei sistemi che si ritiene concorrano a creare condizioni di esercizio diverse da quelle normali che possono incidere sulle emissioni in atmosfera, nell'acqua e/o nel suolo (ad esempio, progettazione di turbine a gas esercibili a regimi di basso carico per ridurre i carichi minimi di avvio e di arresto);
- elaborazione e attuazione di un apposito piano di manutenzione preventiva per i suddetti sistemi;
- rassegna e registrazione delle emissioni causate dalle condizioni di esercizio diverse da quelle normali e relative circostanze, nonché eventuale attuazione di azioni correttive;
- valutazione periodica delle emissioni complessive durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali (ad esempio, frequenza degli eventi, durata, quantificazione/stima delle emissioni) ed eventuale attuazione di azioni correttive.

RISCONTRO: La centrale Lamarmora in ambito SGA si è dotata per quanto richiesto per le emissioni in atmosfera di manuale di gestione SME, per gli scarichi idrici dell'istruzione *604.0048 Gestione impianto trattamento acque reflue*, per le contaminazioni della procedura di società *204.0005 Gestione degli eventi potenzialmente contaminanti, dei siti contaminati e delle situazioni di contaminazione storica*.

È inoltre implementata una programmazione preventiva della manutenzione delle apparecchiature che garantiscono il corretto funzionamento degli impianti.

BAT 11

BAT 11. La BAT consiste nel monitorare adeguatamente le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali.

RISCONTRO: Il sistema di monitoraggio delle emissioni avrà lo scopo di rilevare in continuo le concentrazioni dei gas inquinanti NO_x, e CO e NH₃ emesse sia dai camini della nuova turbina GT1. Il sistema di monitoraggio delle emissioni elaborerà in continuo i dati acquisiti secondo le prescrizioni delle normative di legge in vigore, calcolando i valori medi orari e giornalieri. I dati acquisiti, elaborati ed archiviati dal sistema di monitoraggio saranno trasmessi, come avviene già attualmente, all'autorità competente con le modalità e le tempistiche previste dalle leggi vigenti. Tale sistema registrerà anche le emissioni durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali (transitori), permettendo di comunicare ogni anno al Ministero in ottemperanza al Decreto AIA il quantitativo di inquinanti emessi in atmosfera durante i transitori ed il numero di transitori occorsi durante l'anno.

Il sistema di trattamento acque Dondi è dotato allo scarico dei seguenti strumenti di misura in continuo per pH, temperatura e portata.

BAT 12

BAT 12. Al fine di aumentare l'efficienza energetica delle unità di combustione, gassificazione e/o IGCC in funzione ≥ 1 500 ore/anno, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate di seguito.

- ottimizzazione della combustione;

- ottimizzazione delle condizioni del fluido di lavoro;
- ottimizzazione del ciclo del vapore;
- riduzione al minimo del consumo di energia;
- preriscaldamento dell'aria di combustione;
- preriscaldamento del combustibile;
- sistema di controllo avanzato;
- preriscaldamento dell'acqua di alimentazione per mezzo del calore recuperato;
- recupero di calore da cogenerazione (CHP);
- disponibilità della CHP;
- condensatore degli effluenti gassosi;
- accumulo termico;
- camino umido;
- scarico attraverso torre di raffreddamento;
- preessiccamento del combustibile;
- riduzione al minimo delle perdite di calore;
- materiali avanzati;
- potenziamento delle turbine a vapore;
- condizioni del vapore supercritiche e ultra supercritiche.

RISCONTRO: La turbina a gas GT1 permetterà di fornire in cogenerazione (CHP) ad alto rendimento, mediante una caldaia a recupero, potenza termica alla rete di teleriscaldamento. La nuova turbina sarà dotata di sistema di controllo avanzato per l'ottimizzazione del ciclo produttivo.

Si ricorda inoltre nella Centrale è presente un sistema di accumulo termico recentemente ampliato (2019) finalizzato ad incrementare l'efficienza energetica-ambientale complessiva del sistema di teleriscaldamento. In particolare il sistema di accumulo consente di disaccoppiare la produzione di calore dalla richiesta dello stesso da parte dell'utenza.

BAT 40

BAT 40. Al fine di aumentare l'efficienza della combustione di gas naturale, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate nella BAT 12 e di seguito.

Tecnica		Descrizione	Applicabilità
a.	Ciclo combinato	Cfr. descrizione alla sezione 8.2.	<p>Generalmente applicabile alle nuove turbine a gas e ai nuovi motori eccetto quando sono in funzione < 1 500 ore/anno.</p> <p>Applicabile alle turbine a gas e ai motori esistenti subordinatamente ai vincoli imposti dalla progettazione del ciclo di vapore e dalla disponibilità di spazio.</p> <p>Non applicabile alle turbine a gas e ai motori esistenti in funzione < 1 500 ore/anno.</p> <p>Non applicabile alle turbine a gas per trasmissioni meccaniche utilizzate in modalità discontinua con ampie variazioni di carico e frequenti momenti di avvio e arresto.</p> <p>Non applicabile alle caldaie.</p>

Tabella 23

Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di gas naturale

Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL ⁽¹⁾ ⁽²⁾				
	Rendimento elettrico netto (%)		Consumo totale netto di combustibile (%) ⁽³⁾ ⁽⁴⁾	Efficienza meccanica netta (%) ⁽⁴⁾ ⁽⁵⁾	
	Nuova unità	Unità esistente		Nuova unità	Unità esistente
Motore a gas	39,5-44 ⁽⁶⁾	35-44 ⁽⁶⁾	56-85 ⁽⁶⁾	Nessun BAT-AEEL.	
Caldaia a gas	39-42,5	38-40	78-95	Nessun BAT-AEEL.	
Turbina a gas a ciclo aperto, $\geq 50 \text{ MW}_{\text{th}}$	36-41,5	33-41,5	Nessun BAT-AEEL	36,5-41	33,5-41

RISCONTRO: Il ciclo combinato non è applicato al nuovo turbogas GT1 che opererà in ciclo aperto cogenerativo per realizzare il recupero di calore cogenerato per la rete di teleriscaldamento cittadina.

In riferimento alla Tabella 23 alla nuova turbina GT1 alimentata a gas naturale, essendo di tipo cogenerativo, si applica solo uno tra rendimento elettrico netto e consumo totale netto di combustibile; per quest'ultimo per le turbine in ciclo aperto non è previsto nessun BAT-AEEL.

BAT 42

BAT 42. Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NO_x in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito.

- Sistema di controllo avanzato
- Aggiunta di acqua/vapore

- Bruciatori a bassa emissione di NO_x a secco (DLN)
- Modi di progettazione a basso carico
- Bruciatori a basse emissioni di NO_x (LNB)
- Riduzione catalitica selettiva (SCR)

Tabella 24

Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NO_x risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas

Tipo di impianto di combustione	Potenza termica nominale totale dell'impianto di combustione (MW _{th})	BAT-AEL (mg/Nm ³) ⁽¹⁾ ⁽²⁾	
		Media annua ⁽³⁾ ⁽⁴⁾	Media giornaliera o media del periodo di campionamento
Turbine a gas a ciclo aperto (OCGT) ⁽⁵⁾ ⁽⁶⁾			
Nuove OCGT	≥ 50	15-35	25-50

RISCONTRO: La nuova turbina a gas GT1 sarà dotata di un sistema di controllo avanzato e della riduzione catalitica selettiva degli NO_x.

I limiti alle emissioni in atmosfera previsti per la nuova unità turbogas sono coerenti a quanto indicato nella tabella 24 nonché a quanto previsto dalle Linee Guida Regionali di applicazione delle BAT ex DGR 3895 del 23 novembre 2020:

- ✓ NO_x (espressi come NO₂) pari a 30 mg/Nm³ espresso come media giornaliera e 25 mg/Nm³ espresso come media annua;
- ✓ CO pari a 30 mg/Nm³ espresso come media giornaliera e 25 mg/Nm³ espresso come media annua;
- ✓ NH₃ pari a 5 mg/Nm³ espresso come media giornaliera e 4 mg/Nm³ espresso come media annua.

I valori sono riferiti ai fumi secchi e ad una percentuale di ossigeno libero nell'effluente gassoso pari al 15%.