



<u>1.</u>	<u>PREMESSA</u>	<u>3</u>
<u>2.</u>	<u>DEFINIZIONI</u>	<u>4</u>
<u>3.</u>	<u>RIFERIMENTI</u>	<u>5</u>
	<u>3.1. NORME E STANDARD</u>	<u>5</u>
<u>4.</u>	<u>CONFIGURAZIONE COGENERATIVA ATTUALE E FUTURA</u>	<u>6</u>
	<u>4.1. CONFIGURAZIONE ATTUALE: COGENERAZIONE ESISTENTE</u>	<u>6</u>
	<u>4.2. CONFIGURAZIONE FUTURA: NUOVA COGENERAZIONE</u>	<u>9</u>
<u>5.</u>	<u>SITO DI INSTALLAZIONE DELLA NUOVA COGENERAZIONE</u>	<u>11</u>
<u>6.</u>	<u>COMPONENTI PRINCIPALI</u>	<u>15</u>
	<u>6.1. COMPONENTI PRINCIPALI DEL NUOVO IMPIANTO DI COGENERAZIONE</u>	<u>15</u>
<u>7.</u>	<u>ANALISI DEI FABBISOGNI DI ENERGIA DELLO STABILIMENTO</u>	<u>18</u>
	<u>7.1. FABBISOGNO DI ENERGIA ELETTRICA</u>	<u>18</u>
	<u>7.2. FABBISOGNO DI ENERGIA TERMICA</u>	<u>19</u>
<u>8.</u>	<u>ANALISI DEI RISULTATI ENERGETICI PREVISTI CON LA NUOVA COGENERAZIONE</u>	<u>21</u>
	<u>8.1. IPOTESI DI CALCOLO</u>	<u>21</u>
	<u>8.2. PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA</u>	<u>22</u>
	<u>8.3. PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA SOTTO FORMA DI ACQUA CALDA</u>	<u>24</u>
	<u>8.4. VOLUMI DI PRODUZIONE ATTESI</u>	<u>24</u>
<u>9.</u>	<u>STIMA DEL COSTO ECONOMICO DI PROGETTO</u>	<u>25</u>
<u>10.</u>	<u>ELENCO ELABORATI TECNICI ALLEGATI</u>	<u>26</u>
	<u>10.1. ELABORATO TECNICO 1: SCHEMA DI PROCESSO (PFD)</u>	<u>26</u>
	<u>10.2. ELABORATO TECNICO 2: LAYOUT NUOVA COGENERAZIONE</u>	<u>26</u>



## 1. PREMESSA

Nell'ambito di un contratto di fornitura di energia tra la società Alea Energia Spa Srl e la società Nuovo Pignone Srl, è prevista la realizzazione, da parte di Alea Energia di una nuova centrale di cogenerazione (nel seguito Nuova Cogenerazione) alimentata a gas naturale e basata su un gruppo di generazione in assetto di ciclo combinato costituito da una nuova turbina a gas BHGE NovalT5, avente capacità di produzione elettrica nominale di 5,3 MW e provvista di nuovo generatore elettrico dedicato, da un nuovo generatore di vapore a recupero e dalla turbina a vapore esistente con relativo generatore elettrico. L'impianto produrrà energia elettrica in media tensione ed energia termica sotto forma di acqua calda per il circuito di teleriscaldamento interno allo stabilimento.

La presente Relazione Tecnica contiene: la descrizione generale della Nuova Cogenerazione, nell'assetto attuale e futuro; l'elenco dei principali componenti della Nuova Cogenerazione; l'analisi dei risultati energetici della Nuova Cogenerazione, confrontati con quelli della Cogenerazione Esistente.

Costituiscono parte integrante della Relazione Tecnica gli Elaborati Tecnici elencati al capitolo 10.

Doc: Relazione Tecnica Descrittiva	V. 1 R. 3	Pag: 3 di 26	15/03/2019
------------------------------------	-----------	--------------	------------



## 2. DEFINIZIONI

Si utilizzano nel testo le definizioni seguenti.

- **Cogenerazione Esistente** indica la centrale di cogenerazione attualmente in funzione presso il sito di Firenze di Nuovo Pignone Srl.
- **Elaborato Tecnico** indica il documento tecnico, quale schema, layout o tabella allegato alla Relazione Tecnica.
- **Nuova Cogenerazione** indica la nuova centrale di cogenerazione che verrà realizzata da Alea Energia in sostituzione della Cogenerazione Esistente.
- **Relazione Tecnica** indica il presente documento e gli Elaborati Tecnici ad esso allegati.



### 3. RIFERIMENTI

#### 3.1. NORME E STANDARD

I materiali e le apparecchiature componenti la Nuova Cogenerazione saranno conformi agli standard europei e alle norme vigenti applicabili e provvisti di marchiatura CE qualora applicabile. L'elenco degli standard e delle norme di riferimento include:

- 2006/42/CE: Macchine
- Norme CEI in vigore: Media Tensione
- 2014/35/CE: Bassa Tensione
- 2014/30/UE: Compatibilità EM
- 2014/68/UE: Apparecchiature in pressione (PED)
- 2014/32/UE: Strumenti di misura (MID)
- UNI EN 953 / UNI EN ISO 12100-x: Sicurezza dei macchinari
- EN 10204 e correlate: Materiali
- UNI EN ISO 14122-x: Mezzi e strutture di accesso a macchinari
- 2014/34/UE e 99/92/CE: ATEX
- D.Lgs. 81/08: Sicurezza
- DPR 151/2011: Prevenzione incendi
- D.Lgs. 152/2006: Ambiente
- Eurocodici: Progettazione strutturale
- Eurovent: Trattamento aria e refrigerazione
- Altre norme CEI/IEC applicabili
- Altre norme ANSI/IEEE applicabili
- Altre norme EN applicabili

## 4. CONFIGURAZIONE COGENERATIVA ATTUALE E FUTURA

### 4.1. CONFIGURAZIONE ATTUALE: COGENERAZIONE ESISTENTE

L'impianto di cogenerazione attualmente installato presso lo stabilimento è un ciclo combinato con turbogas e turbina a vapore per la produzione di energia elettrica e acqua calda per il teleriscaldamento di stabilimento, come rappresentato nello schema funzionale di Figura 1.

Il turbogas PGT5M della potenza di circa 4,72 MW è accoppiato, tramite apposito gearbox, ad un generatore da 9 MVA. I gas di scarico della turbina a gas possono essere inviati in atmosfera tramite un diverter installato sul camino di uscita, mentre in condizioni operative normali vengono utilizzati per generare:

- 10 t/h di vapore surriscaldato a 40 bar(g), 400 °C tramite un generatore di vapore a recupero a singolo passaggio
- 1,75 MW di potenza sul circuito di teleriscaldamento tramite un economizzatore che innalza la temperatura di mandata del circuito di teleriscaldamento da circa 80-82 °C (uscita condensatore) a 86 °C.

Il vapore generato viene sfruttato per la generazione di energia elettrica tramite una turbina a vapore a contropressione in grado di produrre 1,5 MW elettrici. Il vapore in uscita dalla turbina viene condensato ad una pressione poco superiore a quella ambiente. Durante la stagione invernale, il calore di condensazione (fino a circa 7 MW) viene utilizzato per la produzione di acqua calda per il circuito di teleriscaldamento interno allo stabilimento. La turbina a vapore è accoppiata allo stesso generatore elettrico della turbina a gas tramite un'opportuna frizione.

La turbina a gas è alimentata con una portata di gas naturale di 1.650 Nm<sup>3</sup>/h a una pressione di 15,4 bar(g) proveniente da una cabina di riduzione e misura interna allo stabilimento ricevente gas ad una pressione di 23-24 bar(g).



L'acqua di ritorno del circuito di teleriscaldamento (portata invernale circa 400-470 m<sup>3</sup>/h) ha una temperatura di circa 70 °C. La portata, dopo essere pompata dalle quattro pompe di circolazione dell'impianto, viene deviata tramite due valvole di regolazione ai recuperi termici dell'impianto di cogenerazione e/o alla caldaia a fiamma diretta Therma (capacità 13 MW). La portata d'acqua inviata all'impianto di cogenerazione viene in ogni caso raffreddata a circa 68 °C da un gruppo di aerotermini installati in posizione esterna alla centrale termica allo scopo di condensare la portata di vapore in ingresso al condensatore (pressione di esercizio 1,036 bar(g)). La temperatura dell'acqua del teleriscaldamento viene innalzata a 80-82 °C all'interno del condensatore, per essere poi inviata all'economizzatore in coda al generatore di vapore a recupero, e quindi al circuito di teleriscaldamento con una temperatura di circa 86 °C.

L'espansione dell'acqua contenuta all'interno del circuito di teleriscaldamento è garantita da un vaso di espansione pressurizzato con azoto ad una pressione di circa 4,5 bar(g).

Il circuito dell'acqua di alimento del ciclo a vapore è reintegrato tramite un degasatore termofisico esercito alla temperatura di 110 °C, cui perviene una portata media di acqua di reintegro demineralizzata di circa 400 l/h. L'acqua degasata viene inviata al circuito tramite una coppia di pompe.





#### 4.2. CONFIGURAZIONE FUTURA: NUOVA COGENERAZIONE

L'assetto cogenerativo futuro descritto nello schema funzionale riportato nell'Elaborato Tecnico [10.1](#) prevede le seguenti modifiche:

- Installazione in esterno di una nuova turbina modello BHGE NovaLT5, dotata di un nuovo generatore elettrico (alternatore) dedicato. La potenza elettrica nominale della macchina è di 5.352 kW in condizioni ISO (caratteristiche di dettaglio e curva di prestazioni come da Elaborato Tecnico [10.2](#))
- Adattamento del generatore elettrico della turbina a vapore esistente atto a rendere il sistema utilizzabile nel nuovo assetto
- Installazione di un nuovo generatore di vapore a recupero per la produzione di vapore surriscaldato a 40 bar 400°C per l'alimentazione della turbina a vapore e di un nuovo generatore di acqua calda a recupero in coda (economizzatore) per la produzione di acqua calda a 95 °C
- Realizzazione di connessioni elettriche indipendenti per il nuovo generatore del turbogas.
- Realizzazione di tutte le connessioni (gas naturale, vapore, acqua calda, acqua di alimento al generatore di vapore a recupero, fluidi di servizio) necessarie al funzionamento del nuovo impianto.

L'utenza termica servita dall'impianto di cogenerazione continua ad essere il circuito di teleriscaldamento interno attuale.

La maggiore potenza della turbina a gas determina un aumento della portata di fumi che permette un incremento della produzione di vapore surriscaldato di circa 2 t/h ed un conseguente incremento della produzione elettrica della turbina a vapore.

Nel nuovo assetto, si prevede di alimentare la turbina a vapore con circa 12 t/h di vapore surriscaldato a 40 bar 400°C, ottenendo una produzione elettrica di circa 1.800 kW, in accordo alla curva prestazionale riportata in Figura 2.

Il condensatore, per via dell'aumento della portata di vapore aggiuntiva, dovrà smaltire una potenza termica complessiva pari a circa 7.500 kW.



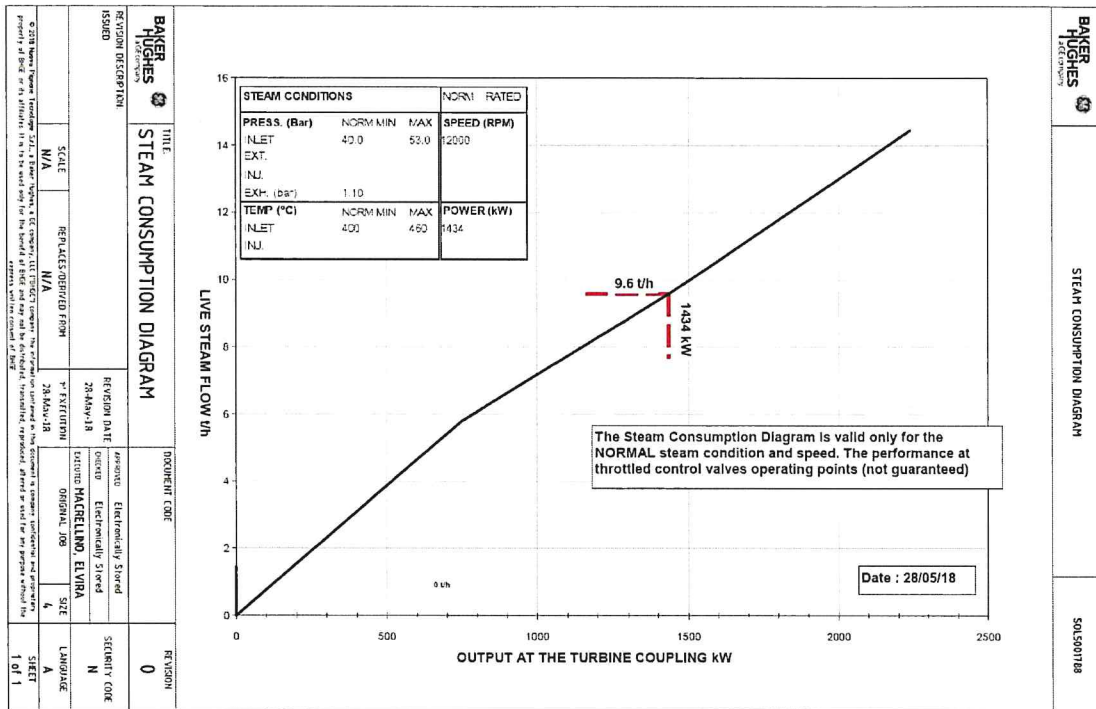


Figura 2 – Curva di prestazione della turbina a vapore NG25-20 esistente

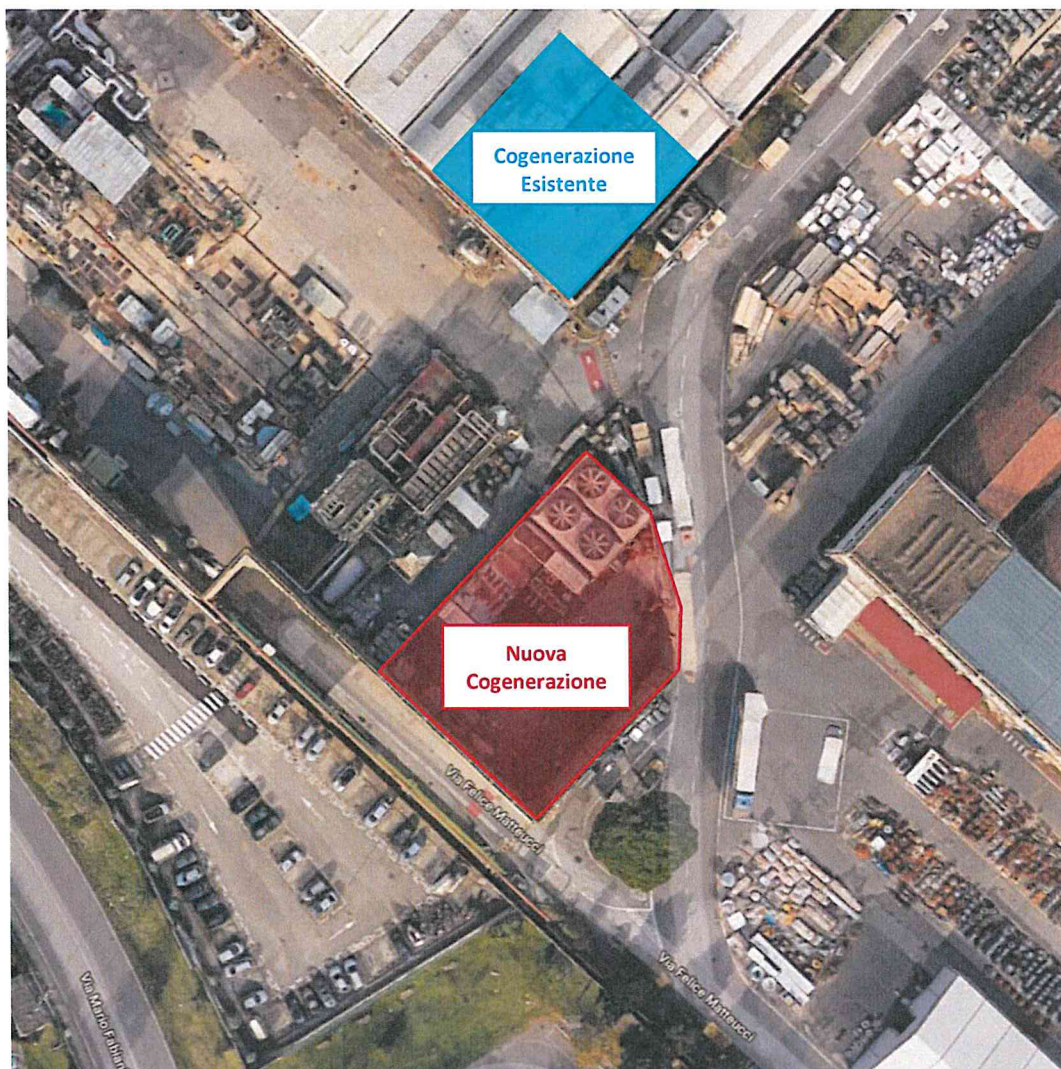
## 5. SITO DI INSTALLAZIONE DELLA NUOVA COGENERAZIONE

Lo stabilimento industriale di Nuovo Pignone Srl si trova nella zona Nord-Ovest del comune di Firenze, ad un'altitudine di circa 50 m slm. La Nuova Cogenerazione verrà installata in prossimità della Cogenerazione Esistente. Per maggiori dettagli in merito alla disposizione in pianta dei nuovi macchinari all'interno dello stabilimento, fare riferimento all'Elaborato tecnico [10.2](#).



Figura 3. Vista satellitare dello Stabilimento Nuovo Pignone.





*Figura 4. Area destinata alla realizzazione della Nuova Cogenerazione.*

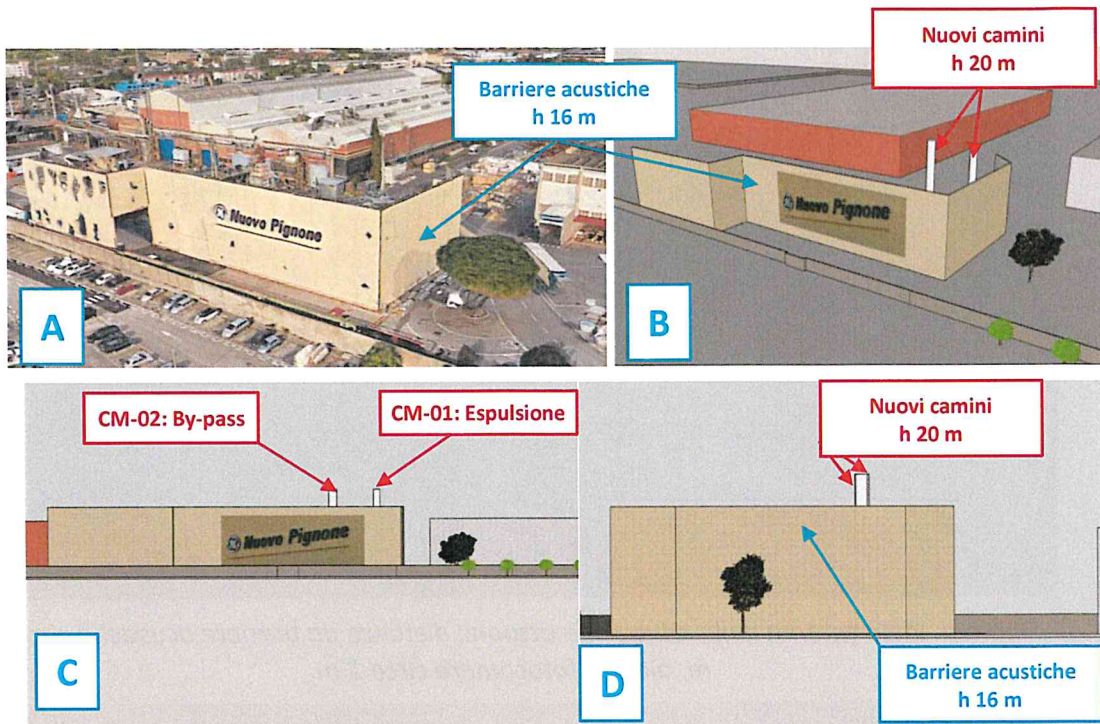


Figura 5. A) Vista aerea *situazione attuale*; B) Sketch vista aerea *situazione futura*; C) Proiezione frontale (*esterna*); D) Proiezione laterale (*interna*)





Figura 6. Vista esterna nella **situazione attuale**: distanza da barriere acustiche circa 70 m, altezza fotocamera circa 2 m.

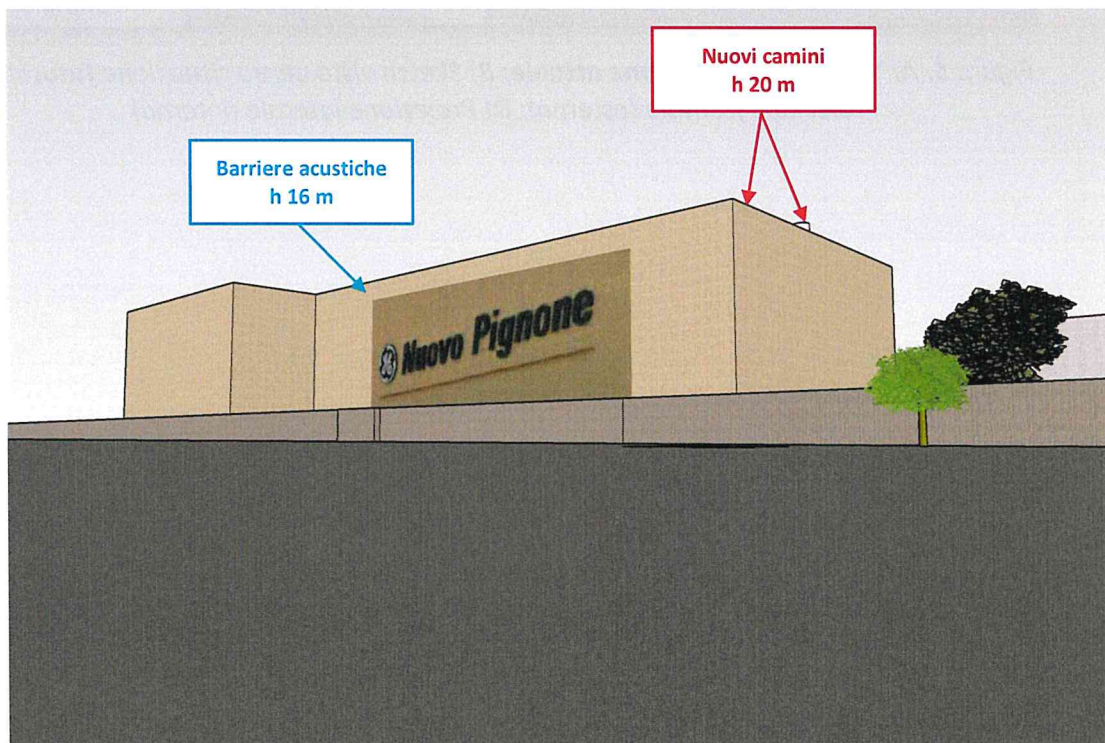


Figura 7. Sketch vista esterna nella **situazione futura**: distanza da barriere acustiche circa 70 m, altezza fotocamera circa 2 m. Nella vista è visibile uno solo dei due camini.



## 6. COMPONENTI PRINCIPALI

### 6.1. COMPONENTI PRINCIPALI DEL NUOVO IMPIANTO DI COGENERAZIONE

Si riporta in Tabella 1 l'elenco non esaustivo dei principali componenti dell'Impianto di Cogenerazione, con indicazione preliminare delle caratteristiche salienti. Lo schema di funzionamento generale dell'Impianto di Cogenerazione e la connessione funzionale tra i componenti sono rappresentati nell'Elaborato Tecnico [10.1](#).

TAG	DESCRIZIONE
GT-01	<p><b>GRUPPO DI GENERAZIONE CON TURBINA A GAS</b></p> <p><b>FUNZIONE:</b> produzione energia elettrica</p> <p><b>CARATTERISTICHE GENERALI:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- MODELLO: BHGE NOVALT5-1</li> <li>- Potenza elettrica nominale: 5,352 MW</li> <li>- Tensione alternatore: 10,5 kV</li> <li>- Consumo di gas nominale: circa 1.800 Sm<sup>3</sup>/h</li> <li>- Emissioni di NOx (dry): &lt; 15 ppm @ 15% O<sub>2</sub></li> <li>- Emissioni di CO (dry): &lt; 20 ppm @ 15% O<sub>2</sub></li> </ul>
HRSG-01	<p><b>GENERATORE DI VAPORE A RECUPERO</b></p> <p><b>FUNZIONE:</b> produzione vapore per alimentazione turbo-generatore esistente</p> <p><b>CARATTERISTICHE GENERALI:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tipologia: a tubi d'acqua con corpo cilindrico o monotubolare (once-through)</li> <li>- Portata fumi ingresso: 74.330 kg/h</li> <li>- Temperatura fumi ingresso: 582 °C</li> <li>- Temperatura acqua alimento: 94 °C</li> <li>- Produzione nominale a pieno carico: 12 t/h</li> </ul> <p><b>NOTE:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- a seconda della tipologia costruttiva e dei parametri di progetto, il generatore sarà di tipo esente dall'obbligo di sorveglianza con assistenza continua (presidio) o idoneo per la sorveglianza senza assistenza continua con periodicità 72 h.</li> </ul>
DIV-01	<p><b>DIVERTER BYPASS FUMI</b></p> <p><b>FUNZIONE:</b> deviazione dei fumi in uscita da GT-01 verso atmosfera</p> <p><b>CARATTERISTICHE GENERALI:</b> secondo progetto esecutivo</p>
CM-01	<p><b>CAMINO FINALE FUMI</b></p> <p><b>FUNZIONE:</b> deviazione dei fumi in uscita da GT-01 verso atmosfera</p> <p><b>UTILIZZO:</b> continuativo (8.000 h/anno)</p> <p><b>CARATTERISTICHE GENERALI:</b> idoneo per l'intera portata della turbina, T esercizio 80-160 °C, T max indicativa 250 °C, diametro 1500mm e altezza punto di emissione 20 m</p>

<p><b>CM-02</b></p>	<p><b>CAMINO BYPASS FUMI</b>  <b>FUNZIONE:</b> deviazione dei fumi in uscita da GT-01 verso atmosfera  <b>UTILIZZO:</b> emergenza / transitori (&lt;200 h/anno)  <b>CARATTERISTICHE GENERALI:</b> idoneo per l'intera portata della turbina, T esercizio 580 °C, T max 600 °C, diametro 1800 mm e altezza punto di emissione 20 m</p>
<p><b>ST-01</b></p>	<p><b>GRUPPO DI GENERAZIONE CON TURBINA A VAPORE</b>  <b>FUNZIONE:</b> produzione energia elettrica  <b>CARATTERISTICHE GENERALI:</b>  - MODELLO: NG25-20  - Potenza elettrica nominale: 1,8 MW  - Tensione alternatore: 10,5 kV  - Portata di vapore: 12 t/h  - Condizioni vapore ingresso: 40 bar(g) 400 °C  - Condizioni vapore uscita: circa 1,0 bar(a)  <b>NOTE:</b>  - la turbina a vapore ed il generatore elettrico esistenti sono attualmente utilizzati come componenti del ciclo combinato alimentato dalla turbina a gas PGT5-1. Nella Nuova Cogenerazione, la turbina a vapore sarà dotata di generatore elettrico dedicato.</p>
<p><b>CND-01</b></p>	<p><b>CONDENSATORE</b>  <b>FUNZIONE:</b> condensazione del vapore in uscita dalla turbina a vapore  <b>CARATTERISTICHE GENERALI:</b>  - Pressione di esercizio: circa 1,036 bar(a)  - Temperatura di esercizio: circa 101 °C  - Temperatura ingresso acqua di raffreddamento: 68 °C  - Portata acqua di raffreddamento: circa 430 t/h  - Pressione massima ammissibile: 0,5 bar(g)  - Portata vapore massima: circa 12 t/h  - Potenza termica: circa 7.500 kW</p>
<p><b>EC-01</b></p>	<p><b>SISTEMA DI DISSIPAZIONE E RAFFREDDAMENTO DI EMERGENZA</b>  <b>FUNZIONE:</b> raffreddamento dell'acqua in ingresso al condensatore  <b>CARATTERISTICHE INDICATIVE PRELIMINARI:</b> air cooler esistenti  <b>NOTE:</b> il sistema di funzionamento esistente manterrà la funzione attuale</p>
<p><b>DEG-01</b></p>	<p><b>DEGASATORE</b>  <b>FUNZIONE:</b> rimozione dell'ossigeno contenuto nell'acqua di reintegro del ciclo vapore  <b>CARATTERISTICHE GENERALI:</b>  - Tipologia: degasatore termofisico  - Pressione di esercizio: circa 0,5 bar(g)  - Temperatura di esercizio: 110 °C  - Pressione massima ammissibile: 3,0 bar(g)</p>

<p><b>HRG-01</b></p>	<p><b>GENERATORE DI ACQUA CALDA A RECUPERO</b></p> <p><b>FUNZIONE:</b> recupero dell'energia termica dispersa dai fumi di combustione della turbina a gas per la generazione di acqua calda</p> <p><b>CARATTERISTICHE GENERALI:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Tipologia: economizzatore a tubi alettati</li> <li>- Potenzialità indicativa: 1.600 kW</li> <li>- Temperatura fumi ingresso / uscita (indicativa): 158 / 82 °C</li> <li>- Temperatura acqua ingresso / uscita (nominale): 77 / 95 °C</li> <li>- Portata acqua (nominale): 75 t/h</li> </ul> <p><b>NOTE:</b> le condizioni di esercizio potranno differire da quelle nominali in funzione delle effettive condizioni di processo (produzione turbina a gas, temperature di ingresso fumi e acqua, fabbisogno di energia termica, etc.)</p>
----------------------	--

*Tabella 1. Elenco preliminare dei principali componenti della Nuova Cogenerazione.*



## 7. ANALISI DEI FABBISOGNI DI ENERGIA DELLO STABILIMENTO

Di seguito vengono analizzati i fabbisogni dello stabilimento di Nuovo Pignone Srl relativi agli anni 2016 e 2017, allo scopo di identificare i fabbisogni di riferimento da utilizzarsi per la valutazione dei benefici energetici che deriveranno dall'utilizzo della Nuova Cogenerazione.

### 7.1. FABBISOGNO DI ENERGIA ELETTRICA

Per la determinazione dei fabbisogni energetici di riferimento del sito produttivo, sono stati utilizzati i dati riferiti all'anno tipo 2016. Dai dati di import, export e generazione elettrica risulta un fabbisogno di energia elettrica del sito pari a 47.657 MWh.

Il fabbisogno medio tra il lunedì e il venerdì risulta ampiamente superiore ai 5.000 kW tra le ore 6:00 e 21:00, mentre cala a circa 4.300 kW durante le ore notturne.

Nei fine settimana il fabbisogno non supera i 4.500 kW, attestandosi intorno ai 2.800 kW la domenica.



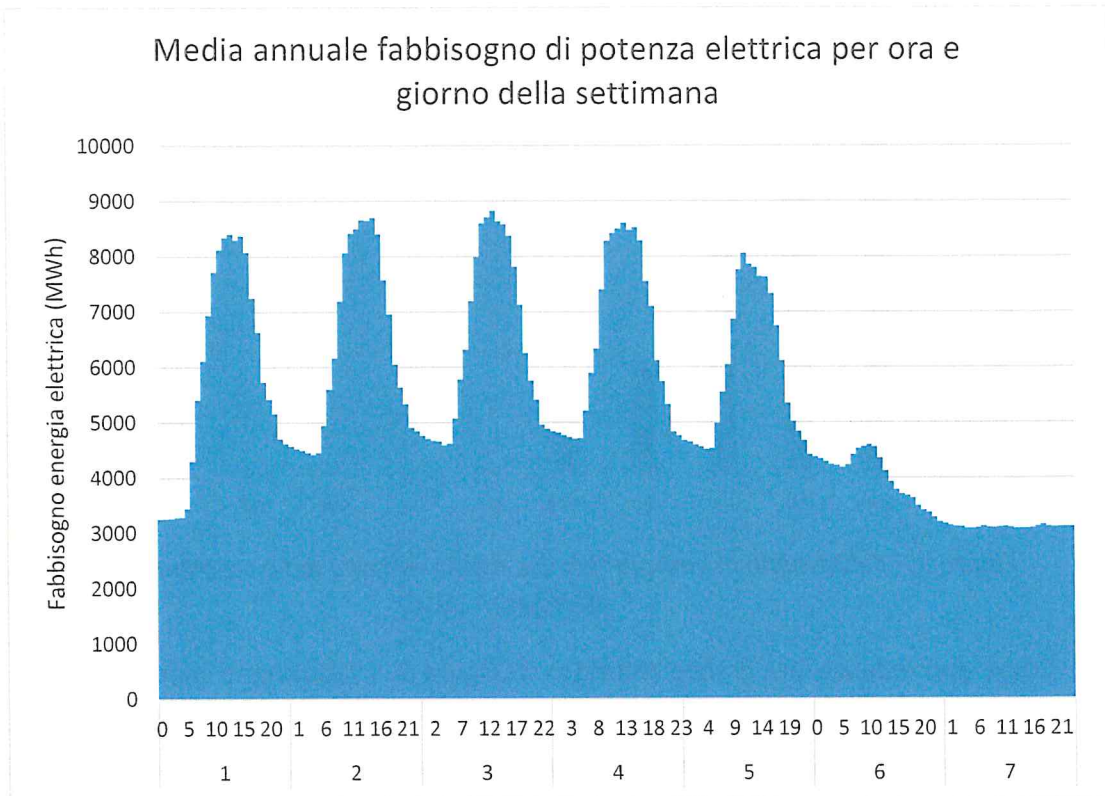


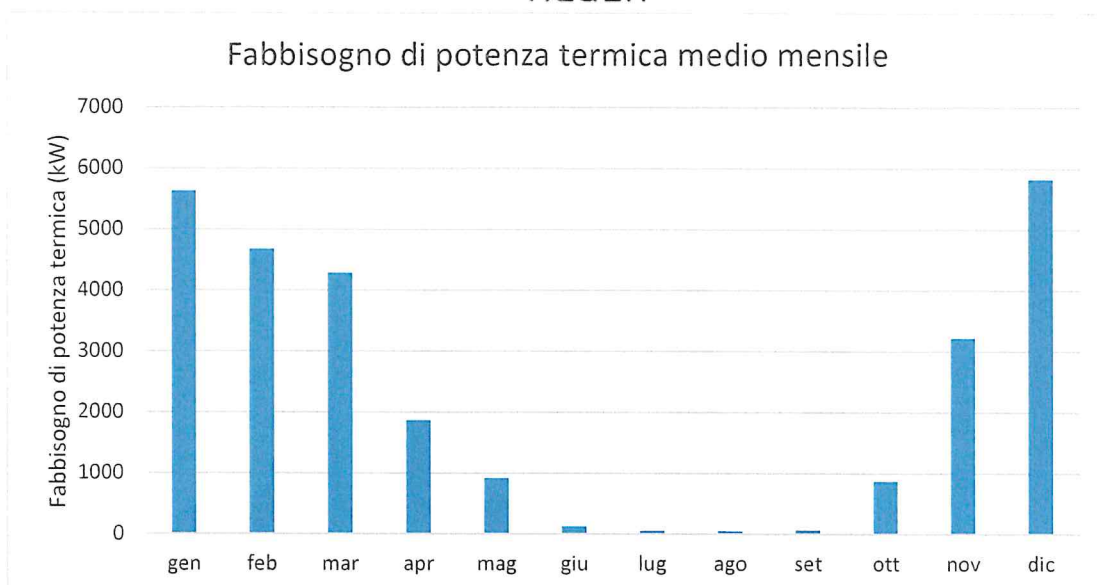
Figura 8 – Fabbisogno medio di energia elettrica dello stabilimento suddiviso per giorno della settimana e ora della giornata (anno di riferimento 2016)

## 7.2. FABBISOGNO DI ENERGIA TERMICA

Partendo dai dati di portata e temperature orarie del circuito di teleriscaldamento dello stabilimento si è calcolato il fabbisogno di energia termica dello stabilimento.

Il fabbisogno totale dello stabilimento risulta essere pari a 20.150 MWh/anno, nell'anno di riferimento 2016.





*Figura 9 – Fabbisogno di energia termica medio mensile dello stabilimento (anno di riferimento 2016)*

Come apprezzabile nel grafico riportato in Figura 9 il fabbisogno medio di potenza è compreso tra 5.500 e 5.800 kW nei mesi di dicembre e gennaio, tra 4.600 e 4.200 kW nei mesi di febbraio e marzo, 3.200 kW nel mese di novembre, mentre negli altri mesi risulta essere inferiore a 2.000 kW.

Il fabbisogno termico risulta essere piuttosto stabile durante la giornata e nei diversi giorni della settimana, con variazioni infragiornaliere ed infrasettimanali di modesta entità.

## 8. ANALISI DEI RISULTATI ENERGETICI PREVISTI CON LA NUOVA COGENERAZIONE

In questo capitolo vengono illustrati i risultati attesi con il nuovo assetto impiantistico, ottenuti con la simulazione oraria del funzionamento dell'impianto, utilizzando come dati di ingresso i profili orari dei fabbisogni elettrici e termici dell'anno di riferimento 2016.

### 8.1. IPOTESI DI CALCOLO

Partendo dai dati forniti dal costruttore della turbina a gas, BHGE, relativi al funzionamento della turbina NOVA LT5 1-IPG ai diversi carichi e nelle diverse condizioni di temperatura dell'aria comburente sono state ricavate le curve di best fit polinomiale per la potenza massima producibile e il rendimento elettrico in funzione della temperatura esterna, e quelle per la potenza ed il rendimento effettivi del ciclo combinato in funzione del fattore di carico effettivo determinato in base al fabbisogno elettrico e termico dello stabilimento.

L'incremento di potenza generata dalla turbina porta ad un incremento della potenza disponibile nei fumi e di conseguenza in un aumento della produzione del generatore di vapore a recupero da 10 a 12 t/h. Partendo dalla curva della turbina a vapore che mostra la potenza in funzione della portata di vapore nelle condizioni normali 40 bar, 400°C si ottiene una potenza all'asse della turbina di circa 1.800 kW, valore che è stato opportunamente ridotto delle perdite al generatore.

Sono stati analizzati diversi scenari per la gestione dell'impianto, tra i due scenari estremi di utilizzo del ciclo combinato a piena potenza (massima cessione di energia elettrica in rete), e di inseguimento del fabbisogno elettrico (cessione in rete nulla). Lo scenario ottimale è stato ottenuto adottando una dipendenza del fattore di carico sia dal fabbisogno elettrico che da quello termico, ammettendo quindi una quota di cessione di energia in rete nei periodi di elevato fabbisogno termico, e cercando di massimizzare l'efficienza energetica complessiva della cogenerazione, di risparmio energetico primario. I dati che verranno presentati sono quelli relativi a questa ultima modalità di esercizio, in quanto risulta essere quella meglio bilanciata da un punto di vista della redditività di un impianto di cogenerazione.



I profili di produzione riportati nel seguito rappresentano la massima capacità produttiva teorica dell’Impianto di Cogenerazione sulla base dei profili di fabbisogno considerati e nell’ambito delle ipotesi di lavoro effettuate e non tengono conto dei periodi fermo Impianto per manutenzione programmata o guasto.

## **8.2. PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA**

Si riportano in Figura 10 e Figura 11 i profili e le curve di durata relativi al fabbisogno elettrico utilizzato per il dimensionamento ed alla corrispondente produzione di energia elettrica della Nuova Cogenerazione. A fronte di un fabbisogno ridotto complessivo di 47,6 GWh, risulta una capacità di produzione teorica dell’Impianto di Cogenerazione pari a 45,1 GWh.

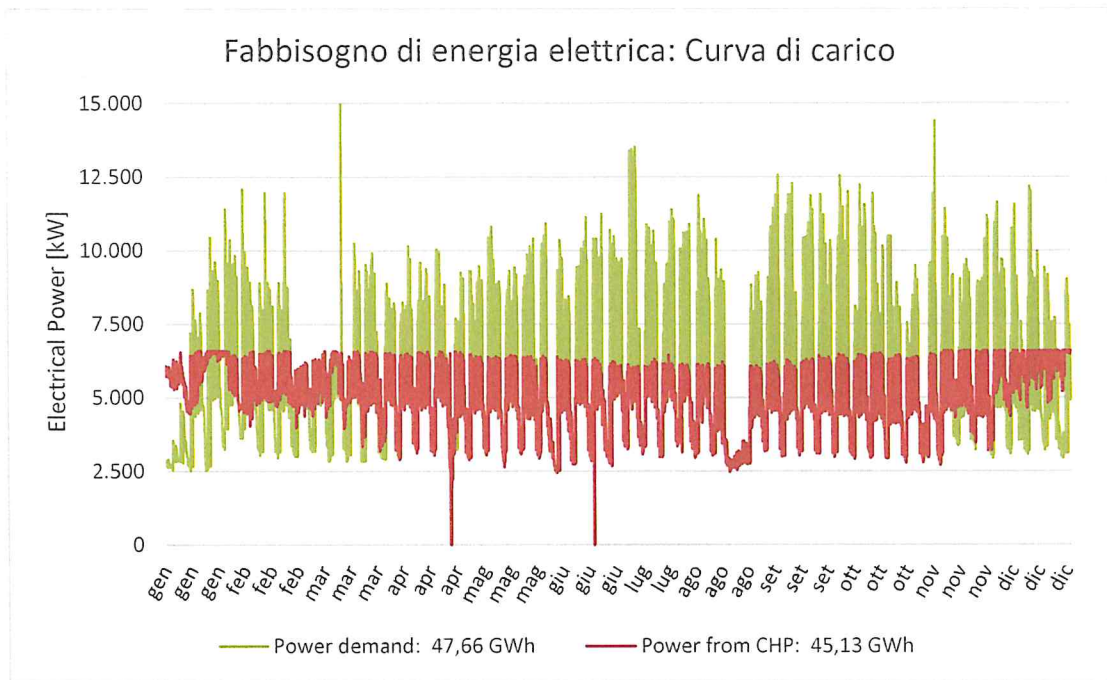


Figura 10 – Fabbisogno di energia elettrica dello stabilimento e produzione dall’impianto di cogenerazione (teorica)

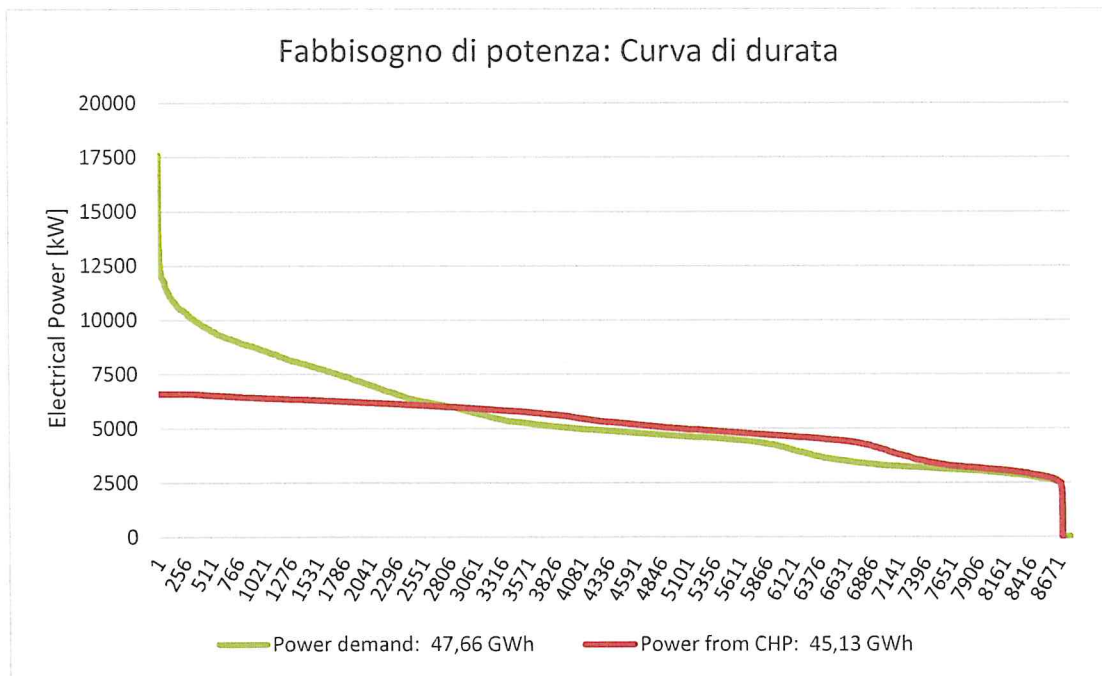
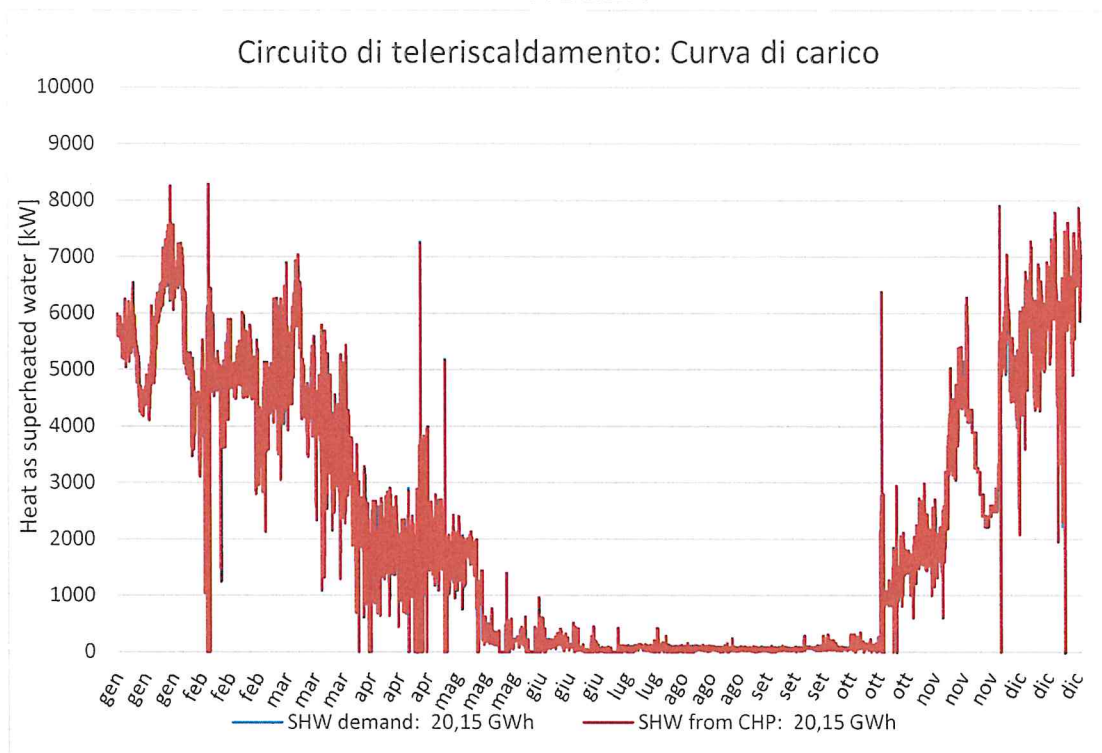


Figura 11 – Curva di carico della potenza elettrica e carico della turbina (teorico)





*Figura 12 – Fabbisogno di energia termica del circuito di teleriscaldamento e produzione dall’impianto di cogenerazione (teorica)*

### **8.3. PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA SOTTO FORMA DI ACQUA CALDA**

Si riporta in Figura 12 il profilo di fabbisogno termico utilizzato per il dimensionamento e la produzione di energia termica teorica della Nuova Cogenerazione. Le due curve risultano sovrapposte dal momento che la capacità di produzione della Nuova Cogenerazione è sempre superiore al fabbisogno.

### **8.4. VOLUMI DI PRODUZIONE ATTESI**

I dati di produzione teorica sono stati riproporzionati considerando un periodo di funzionamento reale del ciclo combinato di 8.200 ore (al netto dei periodi di fermo per manutenzione programmata, guasti o periodi di basso fabbisogno del sito) a fronte di un monte ore complessive per l’anno 2016 pari a 8.774 (per via dell’anno bisestile), corrispondente a una disponibilità lorda complessiva del ciclo combinato pari al 93,4% (rispetto al totale delle ore annue). I dati di produzione media effettiva così stimati sono stati utilizzati per l’analisi dei benefici derivanti dall’operazione, e sono riportati nella tabella seguente.



Grandezza	Situazione attuale: Cogenerazione Esistente	Situazione futura: Nuova Cogenerazione
Fabbisogno elettrico	47.657 MWh	47.657 MWh
Fabbisogno termico	20.150 MWh	20.150 MWh
Cogenerazione: produzione di energia elettrica	42.490 MWh	44.352 MWh
Cogenerazione: autoconsumi elettrici di impianto	2.124 MWh	2.218 MWh
Cogenerazione: energia elettrica utilizzata in sito	32.509 MWh	39.516 MWh
Cogenerazione: energia elettrica esportata in rete	7.857 MWh	2.618 MWh
Autoproduzione termica CHP	14.377 MWh	18.809 MWh
Autoproduzione termica caldaia di integrazione	5.773 MWh	1.341 MWh
Consumo di gas naturale CHP	13.478.516 Sm <sup>3</sup>	12.428.337 Sm <sup>3</sup>
Consumo di gas naturale caldaia di integrazione	682.325 Sm <sup>3</sup>	156.351 Sm <sup>3</sup>
Risparmio atteso di gas naturale nella nuova configurazione		-1.576.153 Sm <sup>3</sup>

*Tabella 2 – Confronto tra la produzione energetica della Nuova Cogenerazione e quella della Cogenerazione Esistente a parità di fabbisogni elettrici e termici*

## 9. STIMA DEL COSTO ECONOMICO DI PROGETTO

Il costo totale e complessivo del progetto ammonta a € 3.900.000 oltre ad IVA di legge, con la seguente ripartizione:

- Costo dell'impianto di cogenerazione: € 3.300.000
- Costo progettazione: € 100.000
- Costo opere accessorie a carico del Cliente: € 500.000



## **10. ELENCO ELABORATI TECNICI ALLEGATI**

Costituiscono parte integrante della presente relazione i seguenti elaborati tecnici.

### **10.1. ELABORATO TECNICO 1: SCHEMA DI PROCESSO (PFD)**

L'Elaborato Tecnico descrive la connessione funzionale tra i componenti principali di impianto elencati al Paragrafo [6.1](#) e riporta i principali parametri di processo.

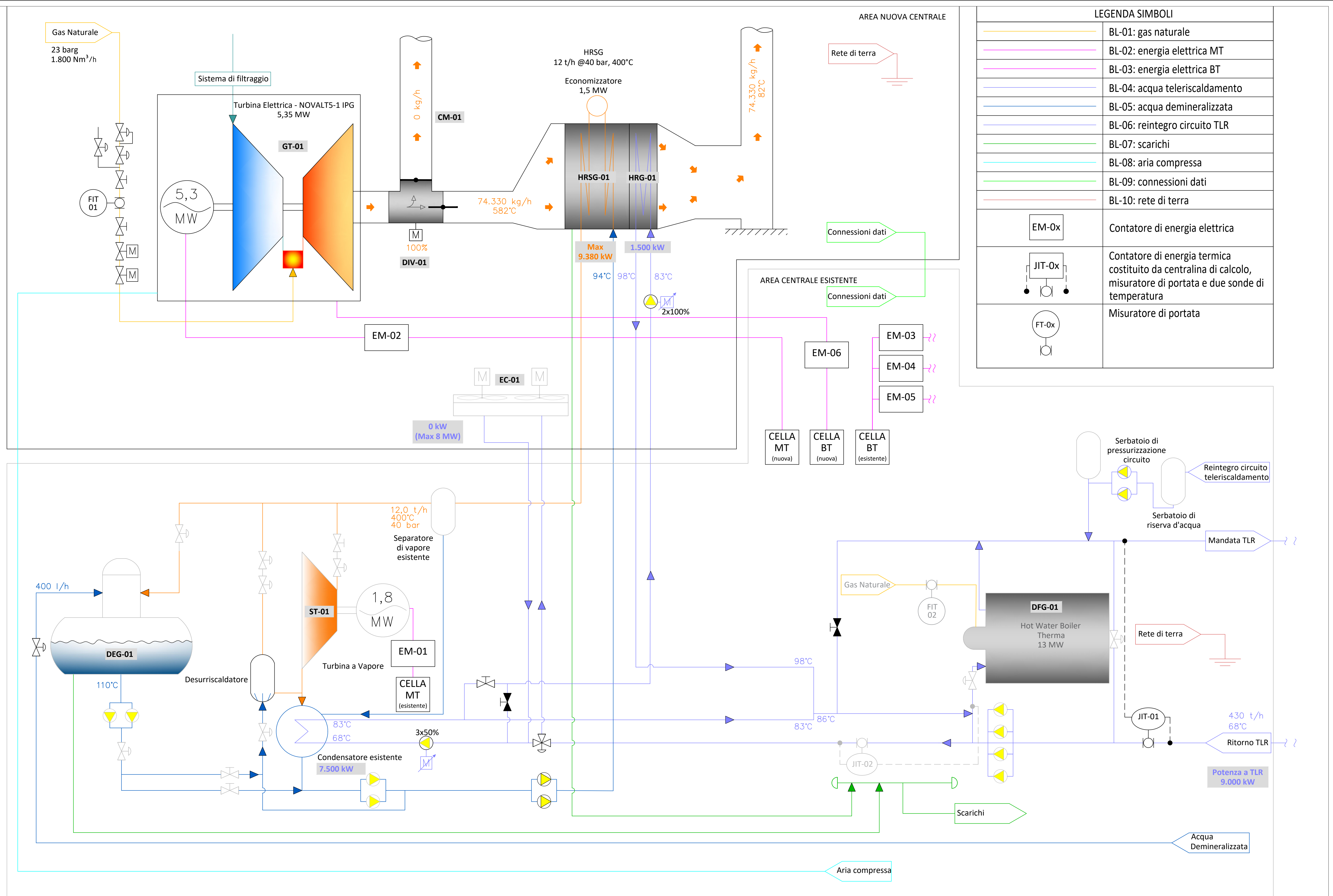
File: *Nuova Cogenerazione – PFD v1.1.pdf*

### **10.2. ELABORATO TECNICO 2: LAYOUT NUOVA COGENERAZIONE**

L'Elaborato Tecnico rappresenta la disposizione in pianta dei macchinari principali, e la collocazione planimetrica dei punti di interfaccia con gli impianti esistenti.

File:

- *Nuova Cogenerazione - Layout generale v2.1.pdf*



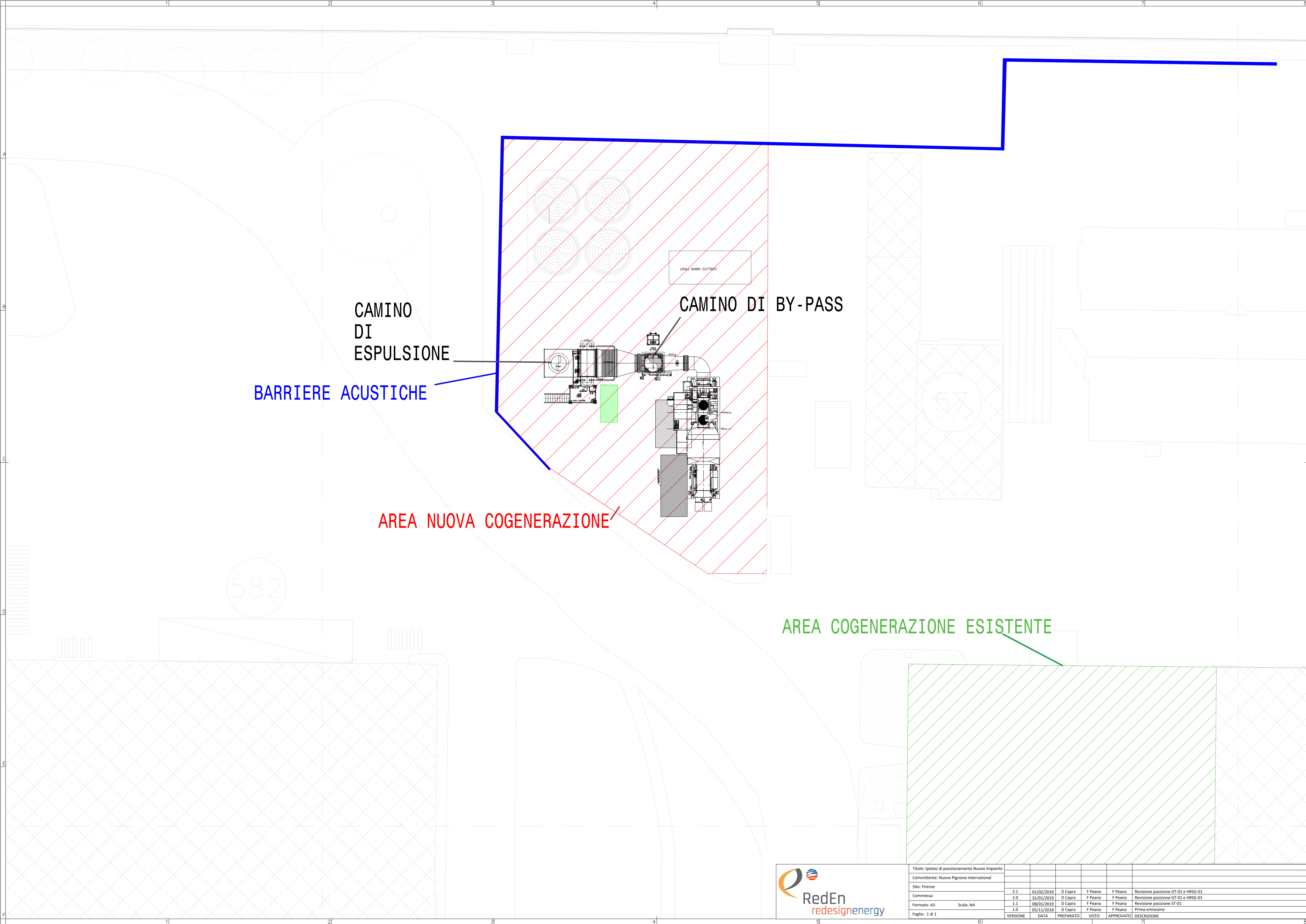
**LEGENDA SIMBOLI**

	BL-01: gas naturale
	BL-02: energia elettrica MT
	BL-03: energia elettrica BT
	BL-04: acqua teleriscaldamento
	BL-05: acqua demineralizzata
	BL-06: reintegro circuito TLR
	BL-07: scarichi
	BL-08: aria compressa
	BL-09: connessioni dati
	BL-10: rete di terra
	Contatore di energia elettrica
	Contatore di energia termica costituito da centralina di calcolo, misuratore di portata e due sonde di temperatura
	Misuratore di portata



Titolo: PFD preliminare							
Committente: Nuovo Pignone							
Sito: Firenze							
Commissa:							
Formato: A3	Scala: NA	1.1	19/10/2018	D Capra	D Piatti	F Peano	Revisione connessioni tra componenti
		1.0	19/10/2018	D Capra	D Piatti	F Peano	Prima emissione
Foglio: 1 di 1		VERSIONE	DATA	PREPARATO	VISTO	APPROVATO	DESCRIZIONE





CAMINO  
DI  
ESPULSIONE

CAMINO DI BY-PASS

BARRIERE ACUSTICHE

AREA NUOVA COGENERAZIONE

AREA COGENERAZIONE ESISTENTE

LOCALI QUADRI ELETTRICI

582

Titolo: Ipotesi di posizionamento Nuovo Impianto						
Committente: Nuovo Pignone International						
Sito: Firenze						
Commissa:	2.1	01/02/2019	D Capra	F Peano	F Peano	Revisione posizione GT-01 e HRSG-01
	2.0	31/01/2019	D Capra	F Peano	F Peano	Revisione posizione GT-01 e HRSG-01
Formato: A3	1.1	08/01/2019	D Capra	F Peano	F Peano	Revisione posizione ST-01
Scala: NA	1.0	05/11/2018	D Capra	F Peano	F Peano	Prima emissione
Foglio: 1 di 1	VERSIONE	DATA	PREPARATO	VISTO	APPROVATO	DESCRIZIONE

