



3. RIFERIMENTI PROGETTUALI

3	RIFERIMENTI PROGETTUALI	3
3.1	PREMESSA – FINALITÀ E LOCALIZZAZIONE DELL'INTERVENTO	3
3.1.1	Principali Alternative prese in considerazione	11
3.2	IMPIANTI ESISTENTI	11
3.2.1	Configurazione attuale dell'impianto	11
3.2.2	Emissioni e utilizzo delle risorse ante operam	13
3.2.3	Emissioni in atmosfera ante operam	13
3.2.4	Emissioni idriche e sistemi di contenimento	14
3.2.5	Impianto RE.MI del gas naturale esistente	15
3.3	CONFIGURAZIONE FUTURA DELL'IMPIANTO	15
3.3.1	Nuova sistemazione generale di impianto	15
3.3.2	Turbina a gas	16
3.3.3	Sistema di raffreddamento TG	17
3.3.4	Modifiche al Generatore di Vapore a Recupero (GVR) esistente	17
3.3.5	Generatore elettrico	18
3.3.6	Emissioni in atmosfera e conformità con Direttive europee	18
3.3.7	Connessione elettrica	20
3.4	FASE DI CANTIERE E SISTEMI AUSILIARI	23
3.4.1	Opere civili di rimozione, ripristino, messa in sicurezza e rifacimento	23
3.4.2	Collegamenti idraulici ad impianti meccanici ausiliari	24
3.4.3	Impianti e collegamenti elettrici in potenza	25
3.4.4	Ausiliari di impianto	25
3.4.5	Attività di cantiere e gestione terre da scavo	25

3.5	SISTEMA DI SUPERVISIONE, MONITORAGGIO E CONTROLLO.....	26
3.6	SISTEMA DI ABBATTIMENTO DELLE EMISSIONI INQUINANTI	27
3.7	CONDIZIONI DI ESERCIZIO E PRODUZIONI ENERGETICHE	27
3.8	SCARICHI IDRICI	28
3.9	RIFIUTI.....	28
3.10	INTERVENTI DI MITIGAZIONE.....	30
3.11	POTENZIALI EFFETTI DI CUMULO	30
3.12	DISMISSIONE.....	31
	3.12.1 Descrizione dei potenziali contaminanti	32
	3.12.2 Fase di disattivazione (Decommissioning)	32
	3.12.3 Dismissione della centrale	33

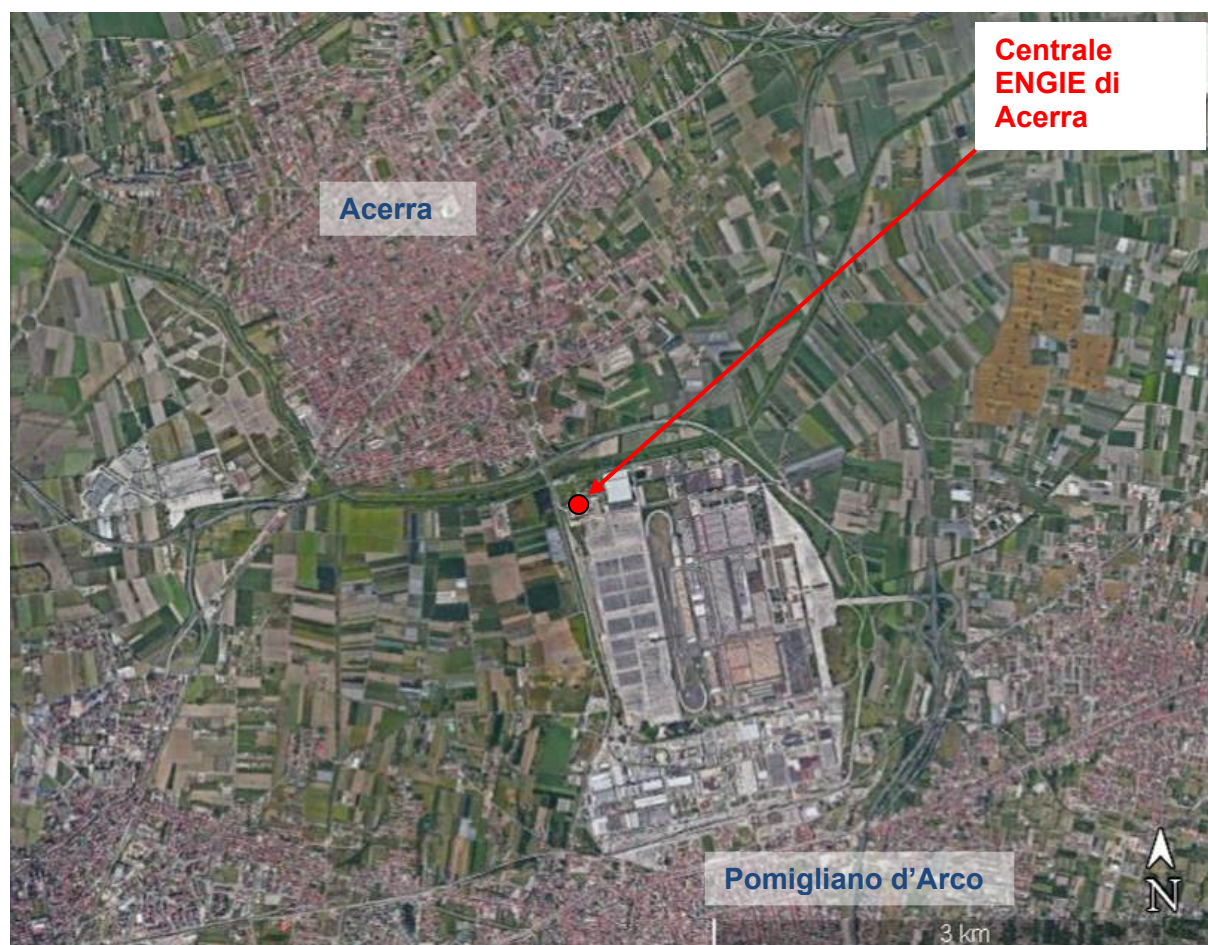
3 RIFERIMENTI PROGETTUALI

3.1 PREMESSA – FINALITÀ E LOCALIZZAZIONE DELL'INTERVENTO

Presso la centrale termoelettrica di Acerra sono attualmente installati due impianti turbogas identici per una potenza termica totale pari a 211 MW_{fuel} (intesa come combustibile in ingresso) ed in grado di generare energia elettrica per una potenza complessiva pari a 100 MW_e, il cui esercizio è autorizzato con AIA rilasciata dalla Regione Campania con D.D. n.149 del 31/05/2012 alla Soc. Cofely Italia S.p.A.; detta autorizzazione è stata quindi successivamente volturata a favore della Soc. Engie Servizi S.p.A. come da D.D. n.33 del 20/03/2018.

Le mutate esigenze energetiche dell'adiacente polo industriale, nonché l'approssimarsi del "fine vita" delle turbine, hanno portato all'attuale situazione di fermo impianto. In questo contesto, la Soc.ENGIE Servizi ha individuato la possibilità di una ripresa dell'attività produttiva a fronte di una riqualificazione degli impianti della centrale.

Figura 3/1 Localizzazione Centrale di Acerra



La proposta progettuale di modifica della centrale prevede in sintesi l'ammodernamento di uno dei due turbogruppi mediante installazione di una nuova turbina (di modello analogo a quella esistente giunta a fine vita, ma di ultima generazione) con possibilità di funzionamento in ciclo semplice per la produzione di energia elettrica.

L'iniziativa di modifica della centrale esistente, mediante riconversione del suddetto sito, è volta a riprenderne l'attività migliorando le prestazioni ambientali, ed è da considerarsi "integrata" in quanto si considera l'installazione all'interno dell'area ora occupata dalla centrale di cogenerazione attuale, senza occupazione di nuovo suolo, di un **impianto di produzione di energia elettrica per "Mercato della Capacità" ("Peaker")**, sviluppato per rispondere all'esigenza di preservare la rete nazionale dalla fluttuazione della produzione di energia elettrica derivante da fonti rinnovabili non programmabili (fotovoltaico ed eolico) in base alla Strategia Energetica Nazionale pubblicata nel 2017, basato su una Turbina a Gas della medesima tipologia delle turbine attuali ma di nuova evoluzione, in recupero semplice con capacità di 46,5 MWe (potenza elettrica).

La modifica in progetto consentirà pertanto di fornire energia elettrica alla rete nazionale contribuendo a preservarla dalla fluttuazione della produzione di energia elettrica derivante da fonti rinnovabili non programmabili.

In tabella si confrontano gli impianti relativi all'assetto attuale (stato di fatto) e all'assetto di progetto.

Stato di fatto impianti installati autorizzati

Equipment	Descrizione	Potenza Termica in ingresso	Potenza Elettrica nominale prodotta
TG-100	Turbina a gas Ciclo combinato 1	105.4	39.1
TV-100	Turbina a vapore Ciclo combinato 1		11
TG-300	Turbina a gas Ciclo combinato 2	105.4	39.1
TV-300	Turbina a vapore Ciclo combinato 2		11
Totale		210.8	100.2

Stato di progetto

Equipment	Descrizione	Potenza Termica in ingresso	Potenza Elettrica nominale prodotta
TG-100	Turbina a gas Ciclo combinato 1	105.4	39.1
TV-100	Turbina a vapore Ciclo combinato 1		11
Nuovo TG "Peaker"	Turbina a gas Nuovo "peaker"	113.7	46.5
Totale Scenario di prog. "autorizzato"		219.1	96.6

Si precisa che tutte le strutture costituenti il cabinato esterno del ciclo combinato esistente TG100 saranno lasciate in essere in stato di fermo conservativo (analogamente allo stato attuale), in attesa di eventuali future nuove esigenze di mercato che ne consentano il riutilizzo.

Dal punto di vista ambientale, la modifica della centrale mediante sostituzione di una delle due turbine della centrale con installazione di una similare di più recente generazione, determinerebbe un **miglioramento delle prestazioni ambientali**. Essa infatti consente di acquisire i seguenti vantaggi:

- il sistema partecipa direttamente al bilanciamento del sistema elettrico della rete nazionale consentendo una maggiore penetrazione degli impianti da fonti rinnovabili; questo tipo di impianti è ormai riconosciuto come essenziale per il raggiungimento dei nuovi obiettivi che porterebbero la produzione da fonti rinnovabili complessiva in Europa al 27% entro il 2030 (fonte: EU Commission: quadro per il clima e l'energia 2030);
- non viene consumato nuovo suolo;
- la riconfigurazione dell'impianto non comporterà modifiche ai sistemi ausiliari, per i quali sono previsti interventi di manutenzione al fine di ripristinarne il corretto funzionamento a seguito della attuale sospensione di esercizio della centrale.

Inoltre, il progetto di riqualificazione proposto comporta un'importante riduzione delle emissioni in atmosfera rispetto a quanto previsto dall'autorizzazione vigente di cui dispone l'impianto in conseguenza:

- sia della sostituzione della turbina giunta a fine vita con una di nuova generazione che pur rimanendo dello stesso modello di quella già installata (GE LM6000) presenta fattori emissivi ridotti, conformi a quanto stabilito dalle Migliori Tecniche Disponibili,
- sia del numero ridotto di ore di previsto funzionamento richiesto dal mercato elettrico a cui si rivolge l'impianto.

Sono per lo stesso motivo da attendersi minori emissioni sonore, come documentato nel capitolo 4.6 *Rumore*.

In ultimo si evidenzia che la realizzazione del progetto eviterà la dismissione definitiva del sito, con interventi tutti all'interno del perimetro della centrale esistente senza utilizzo di ulteriore suolo, e permetterà viceversa la ripresa dell'attività produttiva ed in prospettiva una ricaduta positiva sul comparto occupazionale industriale locale.

Le modifiche in esame ricadono interamente all'interno del perimetro dello stabilimento esistente: all'esterno del sito non sono previsti interventi o opere integrative di connessione alle reti elettriche e di distribuzione del gas naturale già esistenti.

Il baricentro dell'area di intervento è individuato alle seguenti coordinate geografiche UTM (WGS84):

- fuso 33T; long.: 448220 m E; lat.: 4531370 m N.

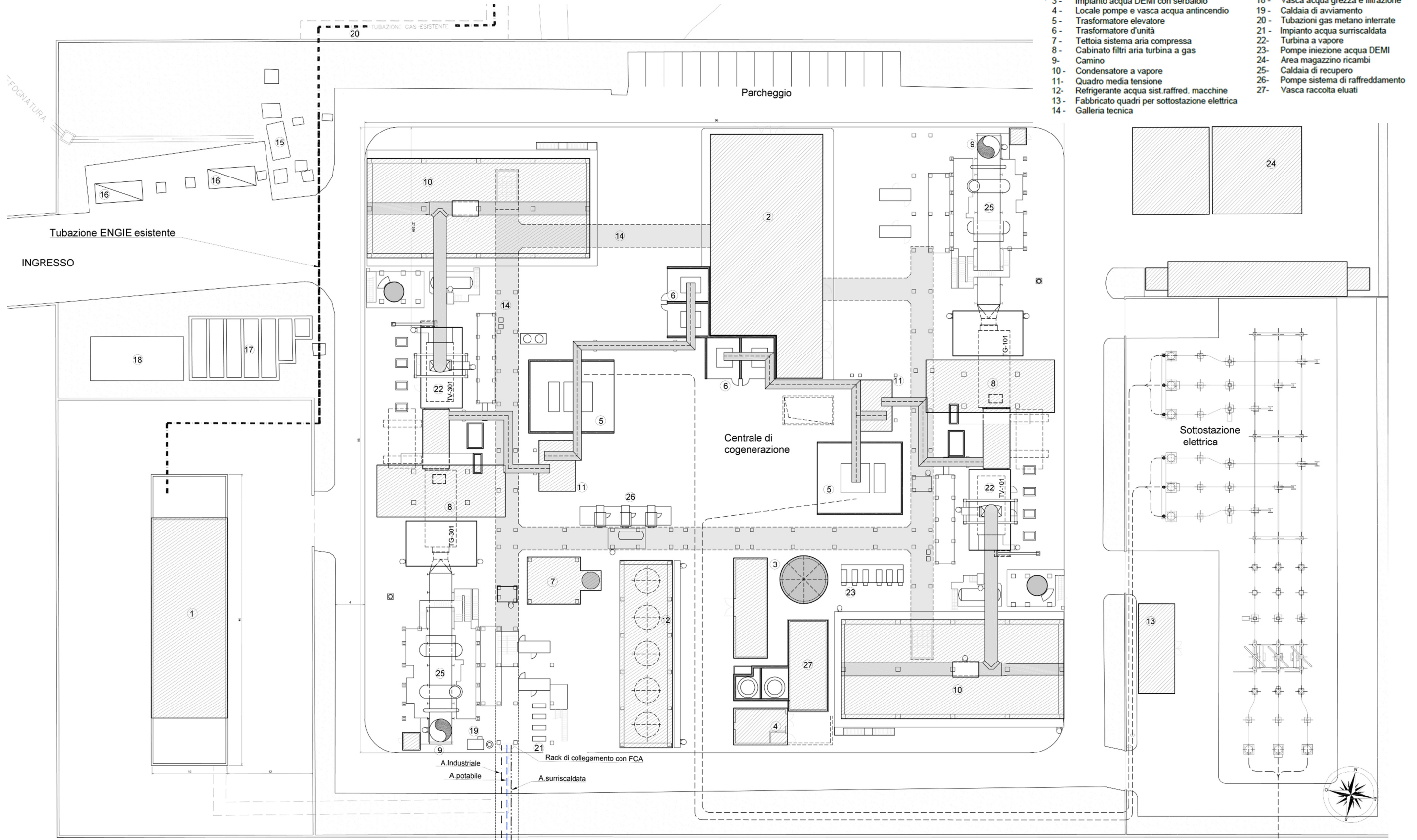
Nella figura seguente è illustrato l'inquadramento dell'area di intervento su Carta Tecnica Regionale.

Nelle figure successive si illustra il layout dello stato di fatto, quello preliminare delle opere con le modifiche in progetto, la planimetria delle aree di intervento per le opere in fase di costruzione, e alcune sezioni significative del progetto.

Figura 3/2 Corografia dell'area di progetto su CTR



Figura 3/3 Layout dello stato di fatto



- LEGENDA**
- | | | | |
|------|---|------|----------------------------------|
| 1 - | Fabbricato compressori | 15 - | Vasca di raccolta prima pioggia |
| 2 - | Fabbricato controllo | 16 - | Diesel di emergenza |
| 3 - | Impianto acqua DEMI con serbatoio | 17 - | Vasca raccolta reflui |
| 4 - | Locale pompe e vasca acqua antincendio | 18 - | Vasca acqua grezza e filtrazione |
| 5 - | Trasformatore elevatore | 19 - | Caldaia di avviamento |
| 6 - | Trasformatore d'unità | 20 - | Tubazioni gas metano interrata |
| 7 - | Tettoia sistema aria compressa | 21 - | Impianto acqua surriscaldata |
| 8 - | Cabinato filtri aria turbina a gas | 22 - | Turbina a vapore |
| 9 - | Camino | 23 - | Pompe iniezione acqua DEMI |
| 10 - | Condensatore a vapore | 24 - | Area magazzino ricambi |
| 11 - | Quadro media tensione | 25 - | Caldaia di recupero |
| 12 - | Refrigerante acqua sist. raffred. macchine | 26 - | Pompe sistema di raffreddamento |
| 13 - | Fabbricato quadri per sottostazione elettrica | 27 - | Vasca raccolta eluati |
| 14 - | Galleria tecnica | | |

Figura 3/4 Layout dell'intervento in progetto

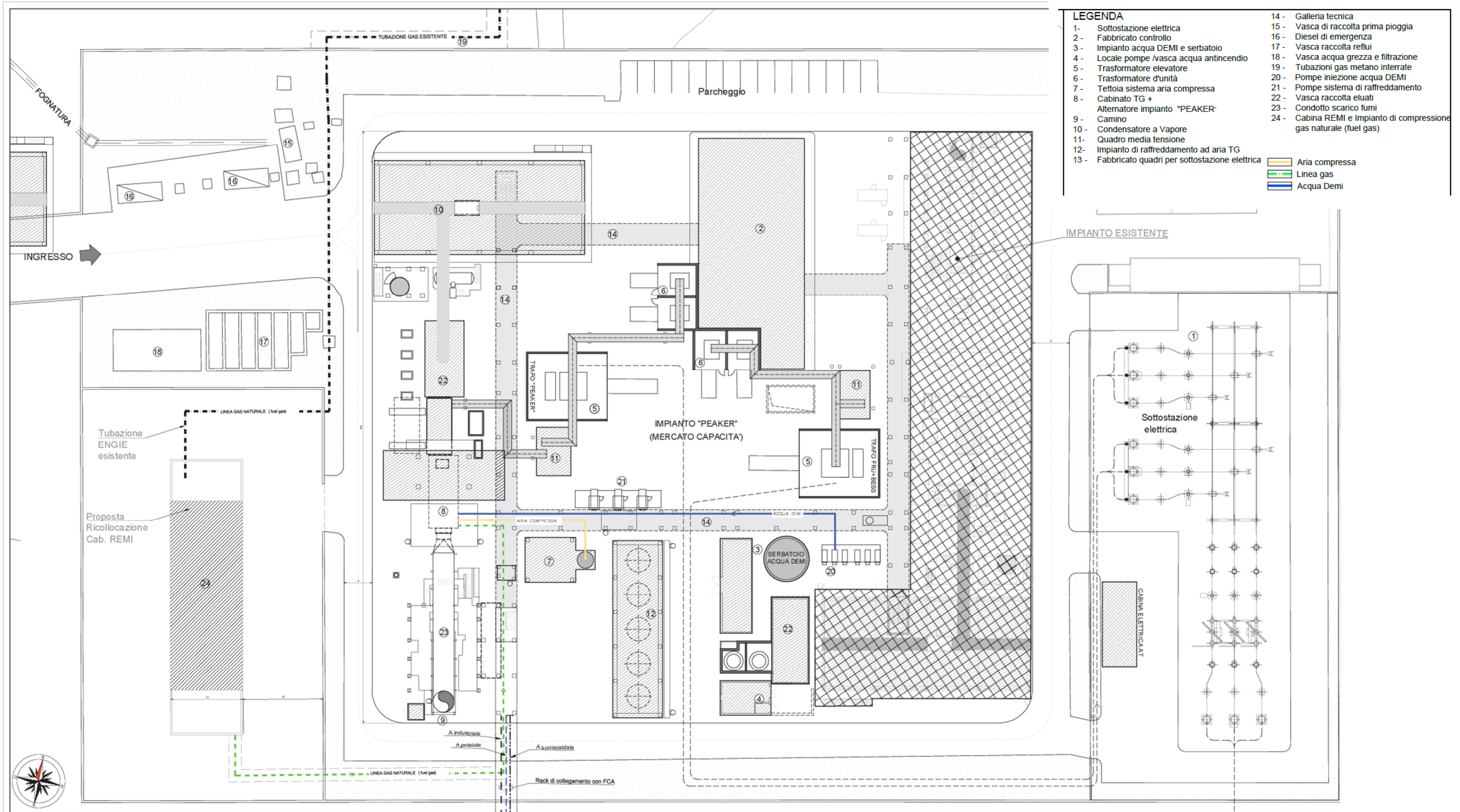


Figura 3/5 Planimetria con indicazione delle aree di intervento per l'impianto TG-100 esistente e per l'impianto TG-300 oggetto di intervento di riqualificazione

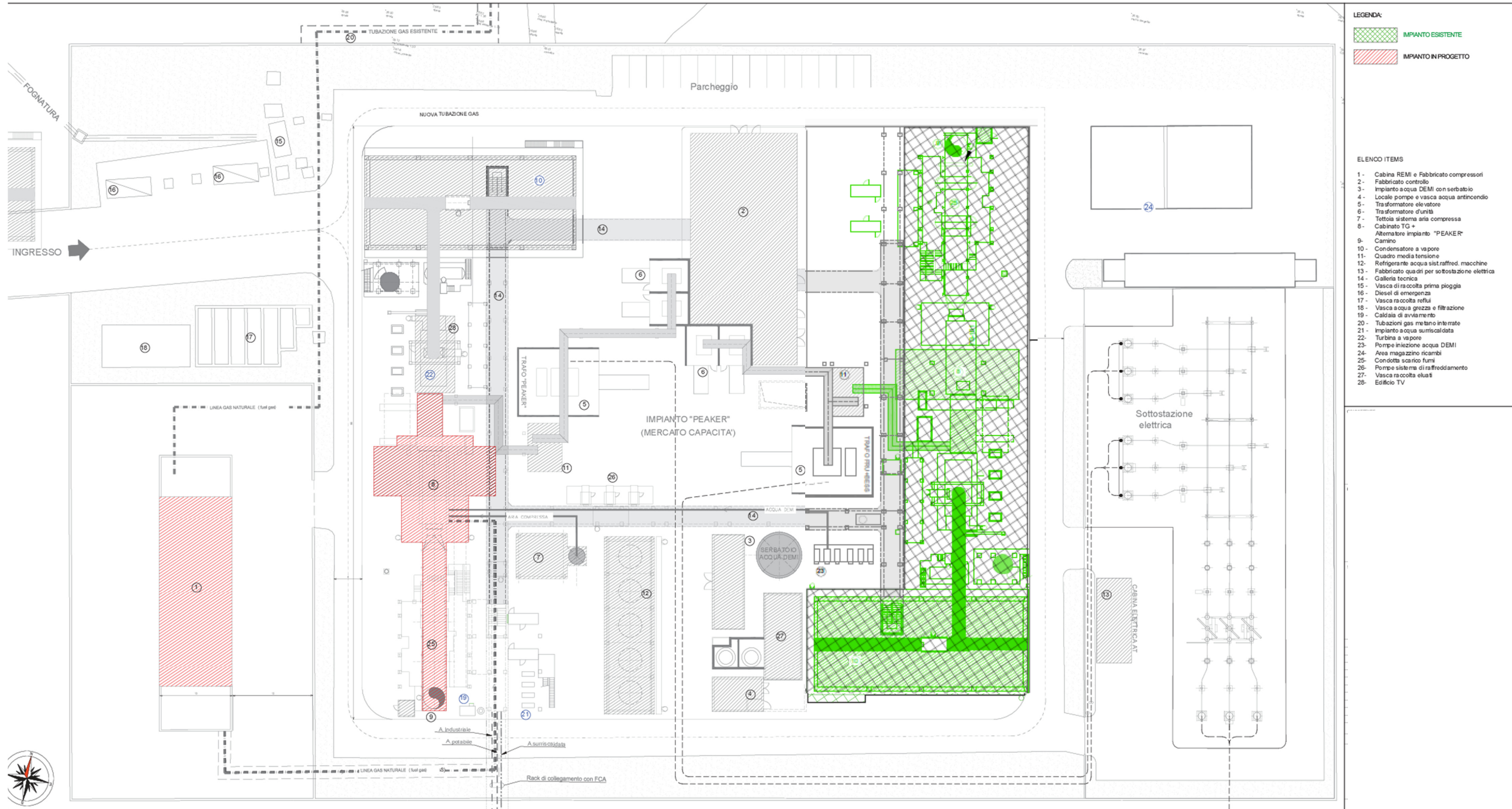
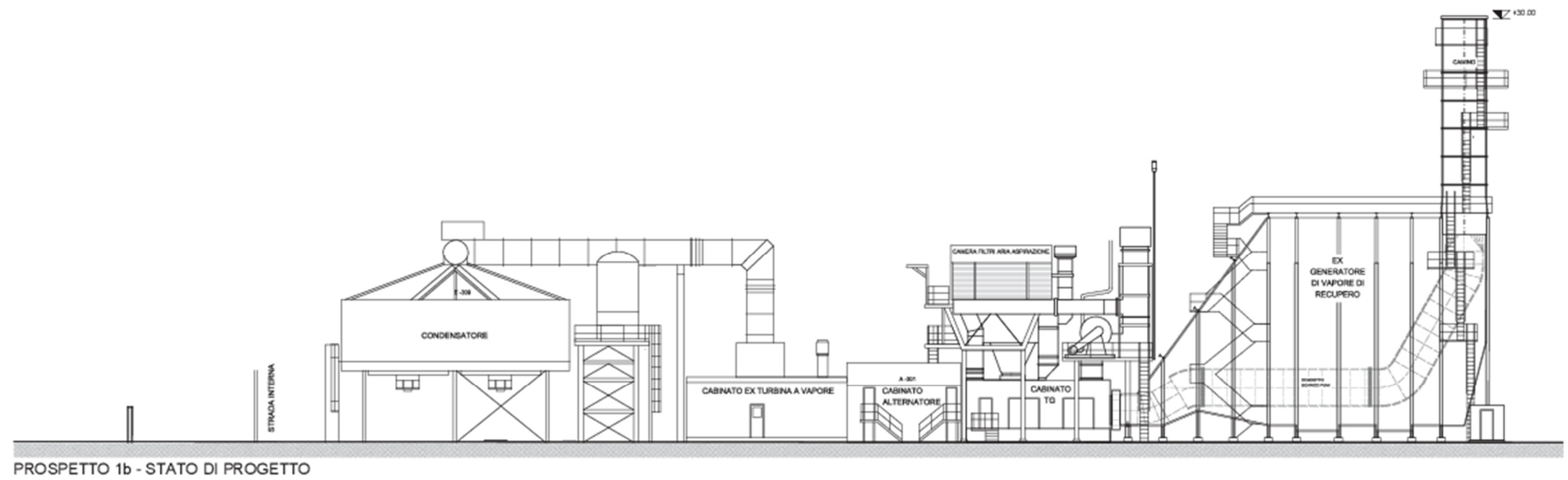
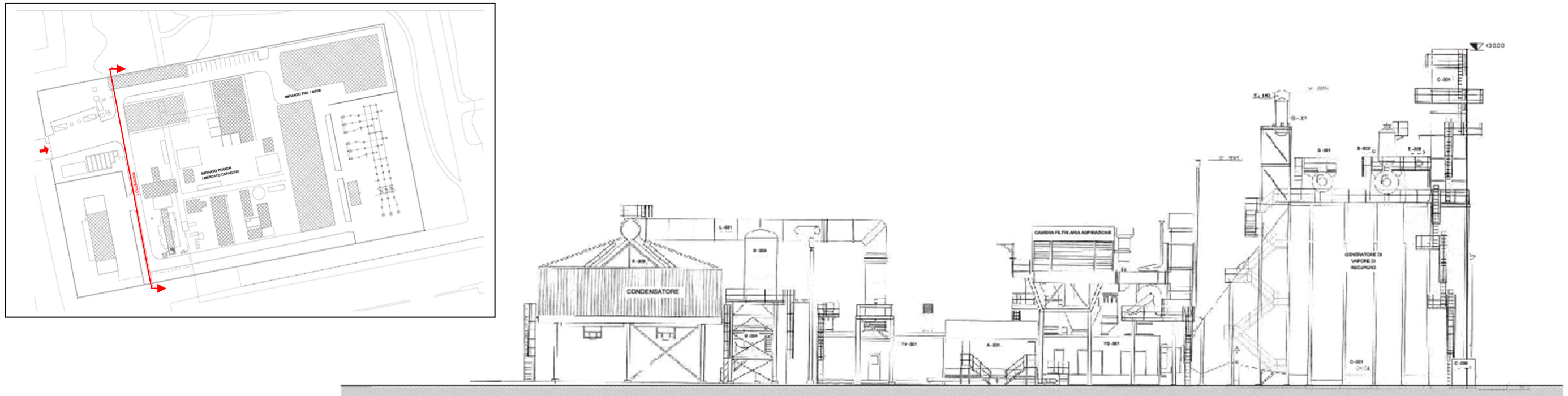


Figura 3/6 Sezioni delle opere in progetto



3.1.1 PRINCIPALI ALTERNATIVE PRESE IN CONSIDERAZIONE

L'alternativa "zero", consistente nel lasciare la situazione come attualmente si presenta, risulta avere differenti aspetti critici, tra cui:

- la presenza di un impianto costituito dai due turbogas esistenti, entrambi con macchinari ormai giunti a fine vita ed autorizzati con limiti emissivi di concentrazione degli inquinanti in atmosfera sensibilmente superiori rispetto a quelli attualmente raggiungibili dagli analoghi impianti di nuova generazione;
- la presenza di un impianto esistente autorizzato per un elevato numero annuo di ore di funzionamento, che, unitamente ai livelli di concentrazione autorizzati, potenzialmente genererebbe un elevato flusso di emissioni di massa di inquinanti rispetto all'assetto di progetto proposto, che prevede l'operatività del solo nuovo impianto "peaker" per un numero limitato di ore/anno (con ridotte emissioni di inquinanti);
- la presenza di un'area industriale occupata da impianti di fatto non più utilizzati, improduttivi, a fronte della possibilità di renderla di nuovo operativa per fornire un servizio utile alla collettività, e con potenziali ricedute occupazionali nell'area.

Per quanto concerne possibili alternative di localizzazione, esse risultano svantaggiose in quanto, come detto tutti gli interventi proposti sono localizzati all'interno del perimetro della centrale esistente, senza necessità di consumare altro suolo, e per la maggior parte consentono il riutilizzo degli edifici e manufatti esistenti. Anche la nuova cabina Re.Mi risulta installata all'interno del fabbricato esistente contenente l'impianto di compressione.

3.2 IMPIANTI ESISTENTI

Nei paragrafi seguenti vengono descritti gli impianti esistenti atti alla produzione di energia elettrica e termica, con riferimento alla planimetria dello stato di fatto in figura 3/3.

La centrale è costituita da due gruppi di cogenerazione a ciclo combinato con potenza termica da combustibile complessiva pari a 211 MWf e potenza elettrica pari a 100 MWe.

L'impianto confina con il sito produttivo FCA di Pomigliano d'Arco (NA) al quale fornisce (in aggiunta all'energia elettrica immessa nella Rete Nazionale ad Alta Tensione) calore in forma di acqua surriscaldata. Attualmente l'esercizio della centrale è sospeso.

3.2.1 CONFIGURAZIONE ATTUALE DELL'IMPIANTO

La centrale è del tipo a ciclo combinato cogenerativo per la produzione di energia elettrica e termica. L'energia elettrica prodotta veniva immessa, tramite cavo interrato alla tensione di 220 kV, nella rete TERNA, a circa 2 km di distanza, mentre l'energia termica co-generata, in forma di vapore surriscaldato, veniva ceduta per la produzione di acqua calda surriscaldata presso lo stabilimento FCA adiacente.

Nella sua configurazione attuale la centrale è costituita da due impianti a ciclo combinato identici.

I principali elementi tecnologici che costituiscono il ciclo produttivo sono i seguenti:

- N.2 turbine a gas (TG-100 e TG-300) aero derivate, marchio GE modello LM6000PA
 - Combustibile: gas naturale
 - Pressione gas ingresso: 44 barg

- Portata max gas (cad.): 10.600 Smc/h
 - Temperatura gas di scarico: 450-500 °C
 - Potenza elettrica nominale (cad.): 39,1 MWe
 - Potenza termica da combustibile (cad.): 105,4 MW
- N.2 generatori di vapore a recupero (GVR) Foster-Wheeler, con degasatore integrato, per la produzione di vapore surriscaldato a due livelli di pressione:
 - Alta pressione (ap): pressione 42 bara, temperatura 450 °C, portata 45 t/h
 - Bassa pressione (bp): pressione 4 bara, temperatura 250 °C, portata 11,5 t/h (tale portata destinata in quantitativo variabile in funzione dei fabbisogni termici di FCA)
 - N.2 camini con analizzatore in continuo delle emissioni di NOx, CO e O2 (punti di emissione E1 ed E2).
 - Altezza: 30 m
 - Diametro: 2,5 m
 - N.2 turbine a vapore (TV) marchio Ansaldo modello C1-635R a spillamento e condensazione, ciascuna collegata all'alternatore della corrispondente TG:
 - Pressione vapore ammissione ap: 41 bara
 - Temperatura vapore ammissione ap: 433°C
 - Pressione vapore ammissione bp: 4 bara
 - Temperatura vapore ammissione bp: 250°C
 - Pressione di scarico: 0,13 bara
 - Potenza elettrica nominale: 11 MWe
 - N.2 alternatori trifase marchio GEC – Alstom modello T227-250:
 - Potenza attiva ai morsetti: 53,6 MW
 - Fattore di potenza: 0,8
 - Potenza nominale apparente: 67 MVA
 - Tensione nominale: 11,5 kVognuno di questi calettati sull'albero della rispettiva TV e collegati tramite riduttore di velocità all'albero TG
 - N.2 aero condensatori: sistemi di condensazione del vapore scaricato dalle TV del tipo ad aria diretta. L'estrazione dell'aria all'avviamento e il mantenimento del vuoto sono effettuati tramite due eiettori a vapore (uno di riserva all'altro), ciascuno in grado di estrarre 15 kg/h di aria consumando 40 kg/h di vapore di trascinamento
 - N.2 scambiatori di calore vapore BP - acqua per la fornitura di calore alla rete acqua surriscaldata di FCA:
 - Portata media: 650 m³/h
 - Temperatura acqua surriscaldata in out: 120°C – 140 °C.

In centrale sono inoltre presenti i seguenti impianti ausiliari a servizio dei due cicli combinati, i cui principali componenti sono stati sopra descritti:

- Caldaia ausiliaria di avviamento da 1.046 kWt alimentata a gas naturale (punto di emissione camino E5).
- Impianto di trattamento acqua caldaie con dosaggio di fosfati e deossigenanti.
- Impianto centralizzato per la produzione di acqua demineralizzata utilizzata in centrale.

- Impianto di neutralizzazione degli eluati della rigenerazione delle resine anioniche/cationiche/letti misti dell'impianto demi.
- Stazione di riduzione e misura del gas naturale.
- N.4 caldaie alimentate a gas naturale, ciascuna da 104 kWt, per produzione di acqua calda per il riscaldamento del gas naturale dopo decompressione (camini E3 ed E4).
- Stazione di compressione gas con N.3 compressori alternativi alimentati a 6 KV che interviene solo in caso la pressione in uscita dalla cabina gas sia inferiore al valore richiesto in TG.
- N. 2 gruppi elettrogeni alimentati a gasolio (camini E6 ed E7):
- Potenza nominale: 420 KVA cad
- N. 1 motopompa antincendio alimentata a gasolio (camino E8) con relativo serbatoio interrato.
- N. 1 vasca di raccolta acque reflue tecnologiche con disoleatore prima del convogliamento all'impianto di trattamento FCA (Impianto TAR).
- Sistema di raccolta scarichi biologici con rete fognaria di conferimento all'impianto di trattamento FCA.
- Impianti Elettrici BT-MT-AT.

3.2.2 EMISSIONI E UTILIZZO DELLE RISORSE ANTE OPERAM

Le materie prime utilizzate dalla centrale sono acqua, gas naturale, prodotti chimici (acido cloridrico, idrossido di sodio, fosfati, deossigenanti, oli lubrificanti etc.) e gasolio. I prodotti chimici sono utilizzati come additivi per il trattamento dell'acqua delle caldaie, per l'impianto di acqua demineralizzata nonché per il circuito di lubrificazione e raffreddamento dell'olio. Il gasolio è utilizzato esclusivamente per l'alimentazione dei due gruppi di emergenza e della motopompa antincendio.

L'utilizzo delle risorse idriche si ripartisce in acqua industriale e acqua potabile. La prima viene fornita dallo stabilimento FCA ed è utilizzata per la produzione di acqua demineralizzata, per il reintegro del sistema antincendio e per usi di processo. Il quantitativo medio annuale dell'acqua utilizzata per tali fini è di circa 160.000 m³. L'acqua potabile viene somministrata dal Consorzio ASI di Napoli per gli uffici, gli usi sanitari, le docce di emergenza e il laboratorio analisi. Il quantitativo medio annuale dell'acqua utilizzata per tali fini è di 1.200 m³.

Il consumo medio di gas naturale per la produzione dell'energia elettrica e il funzionamento dei sistemi ausiliari da esso alimentati è stato di circa 137.000 kSm³/anno.

3.2.3 EMISSIONI IN ATMOSFERA ANTE OPERAM

Le emissioni in atmosfera sono principalmente dovute alla combustione del gas naturale nelle due turbine a gas (Punti di emissione E1 ed E2).

Nello scenario attualmente autorizzato, le emissioni inquinanti, prodotte in continuo nei periodi di marcia dell'impianto (circa 8000 ore/anno), sono costituite essenzialmente da ossidi di azoto (NO_x) e monossido di carbonio (CO). I gas combustibili, dopo l'attraversamento dei GVR, vengono convogliati in atmosfera attraverso i due camini precedentemente descritti.

Per quanto riguarda gli NO_x, la mitigazione principale alla loro formazione avviene con l'accorgimento progettuale dell'iniezione di acqua nella camera di combustione delle TG. Esistono inoltre i punti di emissione associati a:

- N.4 caldaie di preriscaldamento gas naturale (2 punti di emissione E3 ed E4)
- N.1 Caldaia ausiliaria di avviamento (punto di emissione E5)
- N.2 gruppi elettrogeni di emergenza (punti di emissione E6 ed E7)
- N.1 motopompa antincendio (punto di emissione E8).

Questi ultimi punti di emissione (E3, E4, E5, E6, E7 ed E8) sono stati dichiarati non sottoposti ad autorizzazione (art. 269 D.Lgs. 152, comma 14), si veda la loro localizzazione nella successiva figura 3/8.

Le concentrazioni delle emissioni delle turbine a gas esistenti, attualmente autorizzate, sono le seguenti:

NO _x mg/Nm ³ (15%O ₂ dry)	150
CO mg/Nm ³ (15%O ₂ dry)	50

Nel capitolo 4.2 *Atmosfera* è illustrato in dettaglio il bilancio delle emissioni in atmosfera per il confronto tra lo scenario ante operam e post operam.

Nella configurazione attualmente autorizzata le emissioni dei diversi inquinanti risultano essere come descritto in tabella:

Macchinario	Ore di funzionamento h/anno	Portata fumi scarico dry @15% O ₂ [Nm ³ /h]	Emissione annua CO ₂ [t/anno]	Emissione annua NO _x [t/anno]	Emissione annua CO [t/anno]
TG 100	8.000	316.990	167.285	380,4	126,8
TG 300	8.000	316.990	167.285	380,4	126,8
TOT			334.571	760,8	253,6

3.2.4 EMISSIONI IDRICHE E SISTEMI DI CONTENIMENTO

La centrale ha un solo punto di scarico idrico nella rete di canali Regi Lagni dove confluiscono le acque meteoriche di seconda pioggia (portata massima prevista 0,64 m³/s) per mezzo della condotta di proprietà della società ELASIS, con autorizzazione del 07/05/99 rilasciata dal Consorzio Generale di Bonifica del Bacino Inferiore del Volturno. Per tale punto di scarico è prevista un'analisi annuale da parte di un laboratorio qualificato.

Gli scarichi industriali e l'acqua di prima pioggia confluiscono in una vasca di raccolta acque reflue all'interno della centrale e, previa disoleazione, vengono inviate all'impianto di trattamento dello stabilimento FCA.

Gli scarichi biologici confluiscono in un pozzetto di raccolta interno alla centrale e quindi in una rete fognaria verso l'impianto di trattamento biologico dello stabilimento FCA.

Entrambi gli impianti di trattamento sono esterni alla centrale, non gestiti da ENGIE e scaricano nella rete di canali Regi Lagni, con autorizzazione rilasciata dalla Provincia di Napoli determinazione n. 106149 del 26/11/2009 con validità quadriennale rilasciata alle società presenti nel comprensorio FCA. Un apposito regolamento interno fissa i limiti per gli scarichi dei singoli soggetti. Sono previste analisi da parte di un laboratorio qualificato.

3.2.5 IMPIANTO RE.MI DEL GAS NATURALE ESISTENTE

Il combustibile utilizzato dalla centrale per i vari utilizzi è costituito dal gas naturale, fornito dalla rete adiacente SNAM, con le seguenti caratteristiche.

Pressione	Circa 55 barg (max 75 barg)
Temperatura	5 ÷ 15 °C

Prima di essere convogliato nella rete di distribuzione di centrale, il gas naturale viene riscaldato al fine di evitare il fenomeno della condensazione degli idrati e depressurizzato per mezzo della stazione di riduzione di pressione esistente. Tali operazioni vengono effettuate presso la Cabina Re.Mi esterna alla centrale in fase di rilocalizzazione all'interno dell'esistente fabbricato nel quale sono alloggiati gli impianti di compressione gas naturale, a causa dell'interferenza con il progetto ferroviario ad alta velocità il cui tracciato corre adiacente alla centrale. Le condizioni del gas all'uscita della stazione di riduzione della pressione ed in ingresso alla centrale Engie saranno:

- Pressione = 44 barg
- Temperatura ≥ 5 °C.

Una filtrazione del gas viene anche effettuata attraverso filtri 2x100% (uno in funzione e uno in riserva), aventi la seguente classe di filtrazione:

- 100% particelle solide ≥ 5 μm .

3.3 CONFIGURAZIONE FUTURA DELL'IMPIANTO

Come detto, a seguito del cambiamento dello scenario produttivo dovuto all'entrata in vigore del D.M. 28 giugno 2019 - Capacity Market, si propone una riconversione dell'impianto. Nella sua nuova configurazione quest'ultimo offrirà il servizio di regolazione della rete mirato alla penetrazione di una maggiore quota di fonti rinnovabili non programmabili all'interno del mix energetico nazionale.

Per la riconversione della centrale esistente si prevede essenzialmente la sostituzione all'interno di uno dei due packages di cogenerazione della Turbina a Gas (TG) con una unità nuova di ultima generazione in funzionamento in ciclo aperto (anziché in cogenerazione) con potenza elettrica di 46,5 MWe.

La riconfigurazione dell'impianto non comporterà modifiche ai sistemi ausiliari, per i quali sono previsti interventi di manutenzione al fine di ripristinarne il corretto funzionamento a seguito della attuale sospensione di esercizio della centrale.

Nelle precedenti figure 3/4, 3/5 e 3/6 è illustrato il layout di progetto, gli impianti esistenti mantenuti e quelli di prevista realizzazione, nonché alcune sezioni significative nell'assetto di progetto.

3.3.1 NUOVA SISTEMAZIONE GENERALE DI IMPIANTO

La nuova TG sarà installata presso l'area dove è attualmente installato uno dei due impianti a ciclo combinato.

L'attuale treno TG-300 sarà modificato da ciclo combinato a ciclo semplice per mezzo di un

condotto fumi installato all'interno del vano della caldaia a recupero esistente, con messa fuori servizio della turbina a vapore e del condensatore che saranno mantenuti in stato di fermo conservativo. Il condotto convogliante i fumi di scarico dalla futura unità TG all'esistente camino permetterà di mantenere inalterato il punto di emissione in atmosfera (E1). L'installazione della nuova macchina avverrà con il recupero del cabinato relativo al "package" dell'attuale TG e relativa presa d'aria, previ eventuali opportuni interventi di ristrutturazione/adattamento.

La turbina, il riduttore di velocità e l'alternatore verranno installati al posto di quelli esistenti, senza alcuna modifica alle fondazioni.

Il sistema protagonista della riconversione della centrale, quale l'impianto TG in ciclo aperto, rappresenta una soluzione all'esigenza di Terna di sopperire alla futura mancanza di inerzia del sistema elettrico nazionale.

Di seguito vengono descritte le caratteristiche dei principali componenti dell'impianto nella configurazione futura. Per ulteriori dettagli sul ciclo produttivo e gli impianti si rimanda alla documentazione di progetto.

3.3.2 TURBINA A GAS

Per la produzione di energia elettrica da fornire al "Mercato delle Capacità" è stata individuata una turbina a gas GE LM 6000 PF "Sprint", alimentata con gas metano, costruita da General Electric, simile alle due attualmente installate.

Si tratta di una macchina motrice rotante a combustione interna. In quanto dotata un compressore d'aria e di una camera di combustione, è in grado di produrre un fluido in pressione a elevata temperatura che, espandendosi negli stadi turbina, fornisce energia meccanica e poi elettrica grazie ad un alternatore. Il componente sarà installato in configurazione di "ciclo aperto", vale a dire che costituirà un impianto di potenza senza caldaia a recupero e senza sezione con turbina a vapore i cui fumi verranno direttamente indirizzati in atmosfera attraverso il condotto di scarico e il camino.

I componenti principali di tale macchina sono:

- Compressore ingresso aria;
- Turbina assiale multistadio;
- Sistema IGV;
- Valvole di bleed e tubazioni blow-off;
- Sistema drenaggio;
- Combustori del tipo a basse emissioni DLN/DLE in modo da garantire i limiti di emissione;
- Riduttore di potenza, per la riduzione dei giri dalla velocità della turbina a gas ai 3000 rpm del generatore sincrono;
- Diffusore e condotto di convogliamento gas di scarico per il collegamento alla flangia del giunto di dilatazione d'ingresso del camino completo di protezione acustica e isolamento termico;
- Generatore e ausiliari, completo di sistema di raffreddamento ad aria e scaldiglie anticondensa nello statore e nel comparto collettore;
- Sistema elettrico comprendente:
 - Sistema di eccitazione con regolatore automatico di tensione (RAT), eccitatrice e relativi cavi di connessione;
 - Compartimenti per Terminali Generatore;
 - Messa a terra del generatore;
- Strutture metalliche, smorzatori di vibrazione;
- Sistema di monitoraggio vibrazioni della turbina, generatore, riduttore e sistema di protezione sovra-velocità;

- Sistema di avviamento;
- Sistema di raffreddamento ausiliari di macchina;
- Sistema di lavaggio del compressore ON/OFF line;
- Sistema Aspirazione aria;
- Sistema di filtrazione, trattamento e convogliamento aria comburente;
- Silenziatore sul sistema ingresso aria comburente con pressione sonora inferiore ai limiti previsti dallo studio di impatto acustico a 1m di distanza;
- Sistema alimento gas naturale;
- Sistema di lubrificazione;
- Sistema di ventilazione aria con silenziatori sui condotti aria ingresso e uscita;
- Cabinato treno di potenza;
- Sistema di controllo, protezione, monitoraggio e supervisione.

Tutti i componenti del turbogas saranno disposti sull'attuale telaio in carpenteria metallica e l'intero gruppo sarà inglobato nel container esistente, realizzato con in pannelli metallici fonoassorbenti. Tale soluzione consentirà di:

- garantire il rispetto, all'esterno del package, dei limiti emissivi acustici previsti dalla normativa vigente;
- svolgere le attività di controllo in assoluta sicurezza.

Saranno inoltre mantenuti i sistemi di ventilazione e di espulsione esistenti.

Di seguito una scheda riassuntiva dei parametri energetici del gruppo turbina e dell'alternatore e alcune immagini del gruppo fornite dal costruttore.

Dati funzionali Turbina

- Costruttore Turbogas: General Electric
- Modello /Tipo: LM 6000 PF "Sprint" (evoluzione delle turbine esistenti attualmente installate GE LM 6000PA)
- Combustibile: gas naturale
- Potenza elettrica nominale: 46,5 MWe
- Consumo nominale gas naturale: 113.750 kW comb – 11.440 Smc/h
- Rendimento elettrico: 40,88 %.

Per questo impianto si prevede un range di ore esercizio compreso tra 1500 e 2500 ore/anno.

3.3.3 SISTEMA DI RAFFREDDAMENTO TG

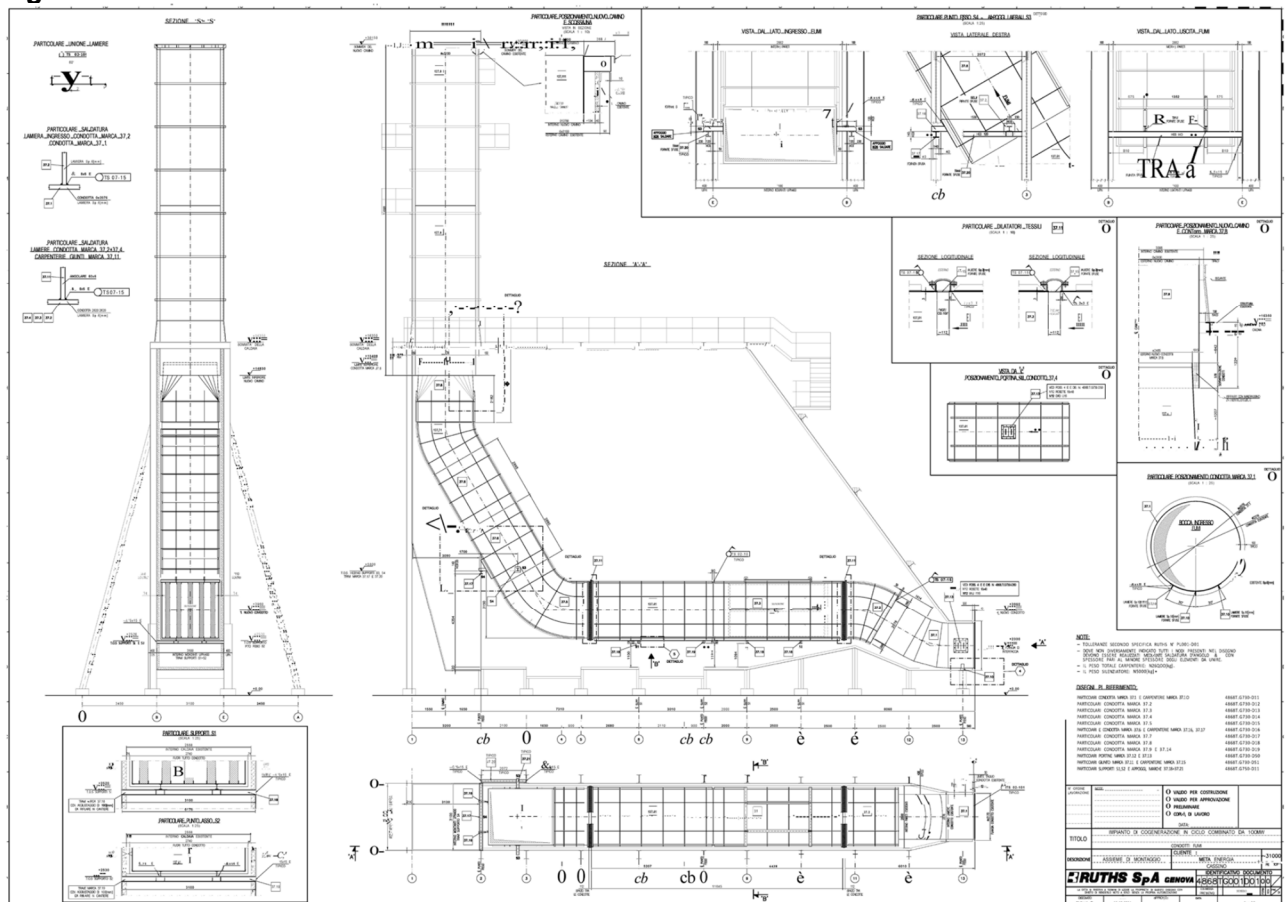
Per quanto concerne il sistema di raffreddamento olio della nuova TG si prevede, previa verifica e ricondizionamento, il riutilizzo dell'impiantistica attuale.

3.3.4 MODIFICHE AL GENERATORE DI VAPORE A RECUPERO (GVR) ESISTENTE

L'involucro esterno del GVR dell'esistente treno a ciclo combinato riutilizzato per l'impianto "Peaker" verrà mantenuto in essere per poter contenere il nuovo condotto di scarico dalla divergente di uscita fumi del TG al camino esistente; questo permette di mantenere il camino e relativo punto di emissione finale.

Il GVR verrà spogliato di tutti i suoi elementi costitutivi interni ed esterni (fasce tubieri, collettori, evaporatori, piping, ecc.) prima dell'istallazione del nuovo condotto fumi.

Figura 3/7 – Modifiche al GVR esistente



3.3.5 GENERATORE ELETTRICO

Il nuovo alternatore sarà simile all'esistente e sarà disposto su un telaio in carpenteria metallica e inglobato in una cofanatura, realizzata con in pannelli metallici fonoassorbenti. Tale soluzione consentirà di garantire il rispetto, all'esterno del package, dei limiti emissivi acustici previsti dalla normativa vigente e nel contempo, di svolgere le attività di controllo in assoluta sicurezza.

Al fine di mitigare l'impatto acustico anche i sistemi di ventilazione e di espulsione saranno dotati di opportuni sistemi di abbattimento.

- Potenza nominale 53.600 kW
- Efficienza: >98%
- Potenza el. resa (cosφ=0,8) 67.000 kVA
- Tensione 11,5 kV
- Range di tensione ± 5%
- Frequenza 50 Hz.

3.3.6 EMISSIONI IN ATMOSFERA E CONFORMITÀ CON DIRETTIVE EUROPEE

Le emissioni gassose sono limitate a ossidi di azoto (NOx) e monossido di carbonio (CO) generati nella camera di combustione della turbina a gas. I sistemi adottati per la limitazione delle emissioni corrispondono alle migliori tecnologie disponibili per la tipologia di turbogas utilizzata. In particolare, i bruciatori utilizzati dalla nuova turbina a gas sono a bassa

produzione di NO_x (DLN). Tali bruciatori, in un campo di potenze della turbina a gas dal 50 al 100%, utilizzano la tecnologia della pre-miscelazione del combustibile con aria primaria di combustione, con abbattimento dei picchi di temperatura responsabili della formazione di ossidi di azoto, mantenendo tuttavia una omogeneità e completezza della combustione tale da contenere la concentrazione di ossido di carbonio nei fumi di combustione a valori molto bassi. Le concentrazioni di inquinanti nei fumi garantite dal costruttore sono riportate in tabella:

Emissioni in atmosfera Impianto TG "Peaker"

N. camino	Equipment	Portata Nominale Fumi Kg/h	Inquinanti	Limiti	Limiti	Ore di eserciz.	Dati emissivi	Dati emissivi
			Tipologia	Concentraz. mg/Nm ³ (media giornaliera)	Flusso di massa Kg/h		Concentraz. mg/Nm ³	Flusso di massa Kg/h
3	TG1	484.880	NO _x	25-50 (*)	-	2500	30	-
			CO	5-40 (**)	-		30	-

(*) Media giornaliera @15% O₂ (Tab.24, Decisione 1442/2017)

(**) Media annua @15% O₂ (Tab.24, Decisione 1442/2017)

Per quanto concerne i valori indicati dalla Decisione sulle BAT, si evidenzia peraltro che il tribunale UE, con la recente sentenza del 27/01/2021 in riferimento alla causa n° T699/17, ha annullato la Decisione 2017/1442/UE che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della Direttiva 2010/75/UE del Parlamento e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione. La stessa sentenza ha tuttavia stabilito che gli effetti della Decisione 2017/1442/UE annullata siano mantenuti fino all'entrata in vigore di un nuovo atto diretto a sostituirla, adottato entro un termine, che nella sentenza si definisce "ragionevole", che non può eccedere i dodici mesi a decorrere dalla data di pronuncia della sentenza (entro quindi il 27 gennaio 2022).

Per quanto concerne i riferimenti normativi nazionali, per i grandi impianti di combustione, l'Allegato II alla Parte V del D.Lgs 152/06 e s.m.i., nella *Parte II – Valori limite di emissione*, alla *Sezione 4 - Valori limite di emissione di NO_x (misurati come NO₂) e di CO*, in Tabella B-bis riporta i valori limite relativi agli impianti di combustione nuovi alimentati a combustibile gassoso (tenore di ossigeno di riferimento 15% per le turbine), in particolare quelli per le turbine a gas (comprese le CCGT) di seguito riportati:

- NO_x: 30* mg/Nm³;
- CO: 100 mg/Nm³,

in cui è specificato che: * Se il grado di efficienza η , determinato alle condizioni ISO di carico base, supera il 35%, il valore limite di emissione di NO_x è pari a $30 \times \eta/35\%$.

I livelli massimi di concentrazione garantiti dai fornitori risultano pertanto in linea sia con i riferimenti normativi nazionali, sia con quelli europei.

Con riferimento ai valori sopra indicati e con un periodo di funzionamento di 2500 ore/anno a carico nominale, il consumo annuo di combustibile previsto per il nuovo peaker è di circa 28.600 kSmc/anno, e nella tabella sottostante si riporta il corrispondente quantitativo delle emissioni gassose relative alla futura configurazione di impianto.

Macchinario	Ore di funzionamento h/anno	Portata fumi scarico secchi @15% O ₂ [Nm ³ /h]	Emissione annua CO ₂ [tonn/anno]	Emissione annua NO _x [tonn/anno]	Emissione annua CO [tonn/anno]
LM6000PFsprint	2500	341.970	56.397	25,6	25,6
TG-100	8000	316.990	167.285	380,4	126,8
TOT			223.682	406,0	152,4

Per dettagli sui bilanci emissivi tra ante e post operam si rimanda al capitolo *4.2 Atmosfera*.

Per quanto concerne la conformità con le Direttive Europee ed internazionali turbogas-alternatore, il gruppo turbogas e tutte le macchine elettriche installate, riportano il marchio CE indicante la conformità con le seguenti Direttive Europee:

- Direttiva Bassa Tensione 2014/35/UE;
- Direttiva Macchine 2006/42/EEC;
- 2014/30/CE (electromagnetic compatibility);
- 2014/35/UE (low voltage);
- Requirements for Generators (UE 2016/631).

Il gruppo turboalternatore è dotato di tutti i dispositivi di sicurezza richiesti dalle norme tecniche e di legge, ed in particolare:

- dispositivi automatici di arresto per sovratemperatura o caduta di pressione dell'olio lubrificante;
- intercettazione automatica del flusso di combustibile per arresto del gruppo;
- sistema di sorveglianza gas;
- sistema di protezione antincendio.

Il gruppo inoltre soddisferà le direttive europee circa i requisiti minimi di sicurezza e di salute per la protezione dei lavoratori.

3.3.7 CONNESSIONE ELETTRICA

La connessione elettrica del nuovo generatore elettrico della TG rimarrà invariato rispetto all'esistente. Il generatore sarà connesso al Trasformatore elevatore MT/AT esistente e gli apparati della attuale Sottostazione Elettrica a 220 kV.

La sottostazione alta tensione esistente sarà oggetto dei seguenti interventi:

- Verifica e manutenzione delle apparecchiature alta tensione, ed ove necessario sostituite con nuovi componenti;
- Sostituzione del sistema di protezione e controllo di sottostazione;
- Sostituzione dei sistemi ausiliari c.a./c.c. di sottostazione;
- Verifica e manutenzione del collegamento in cavo 220 kV interrato tra SSE e trasformatore elevatore MT/AT.

La sottostazione elettrica di alta tensione è connessa alla rete di trasmissione nazionale tramite la sottostazione 220 kV di rete denominata "Alfa Avio". Il collegamento è realizzato con cavo interrato a 220 kV di circa 2 km di lunghezza, interamente posato all'interno dello stabilimento FCA. Il collegamento in cavo sarà oggetto delle necessarie prove elettriche per verificarne lo stato e nell'eventualità che risultasse invecchiato e/o non idoneo all'utilizzo, si procederà alla sostituzione.

Nelle figure seguenti si illustrano i punti di emissione in atmosfera e di scarico, i collegamenti alla rete gas e alla sottostazione elettrica, alcune sezioni di dettaglio del turbogas in progetto descritto nei successivi paragrafi.

Figura 3/8 – Punti di emissione e di scarico degli impianti

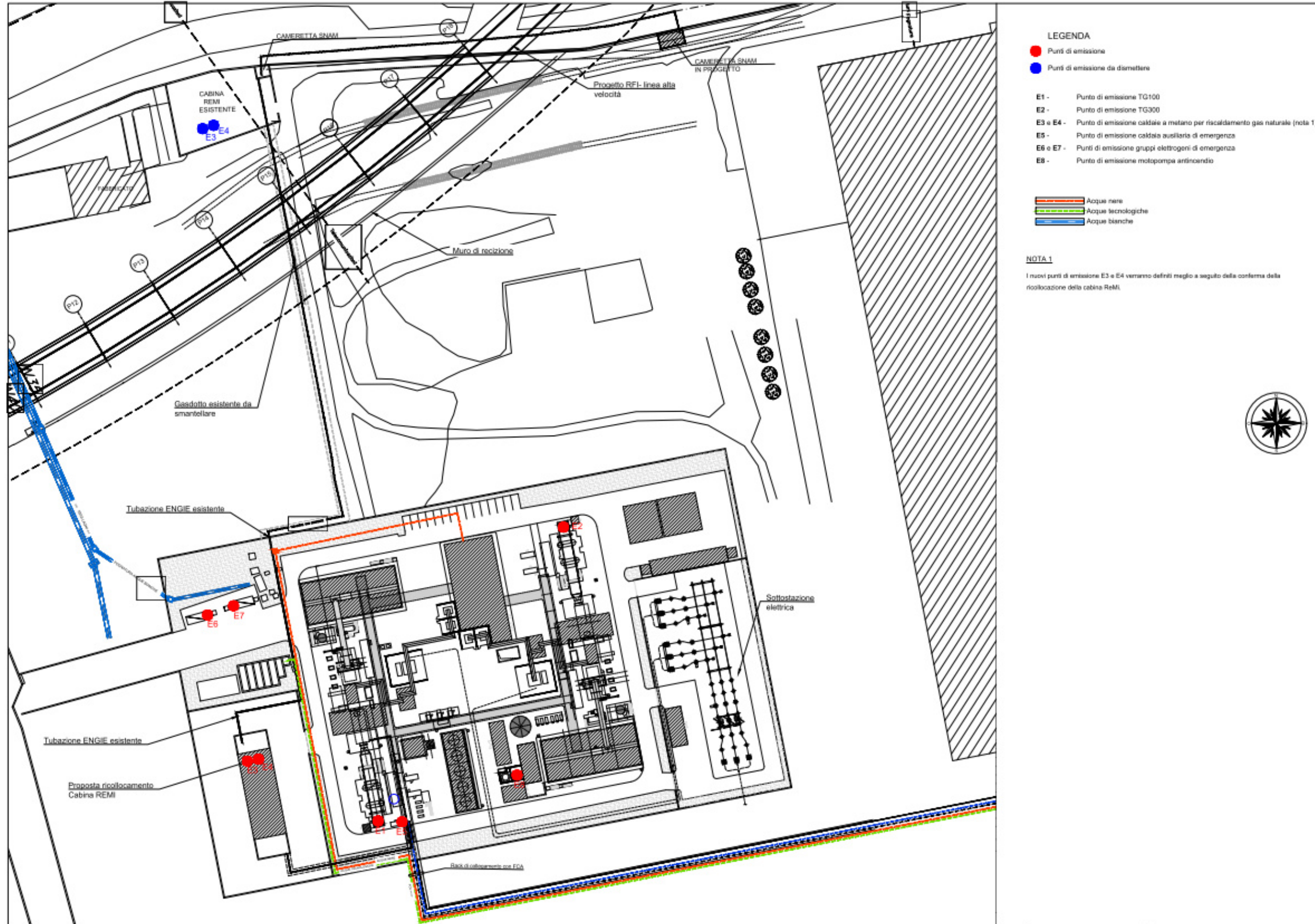
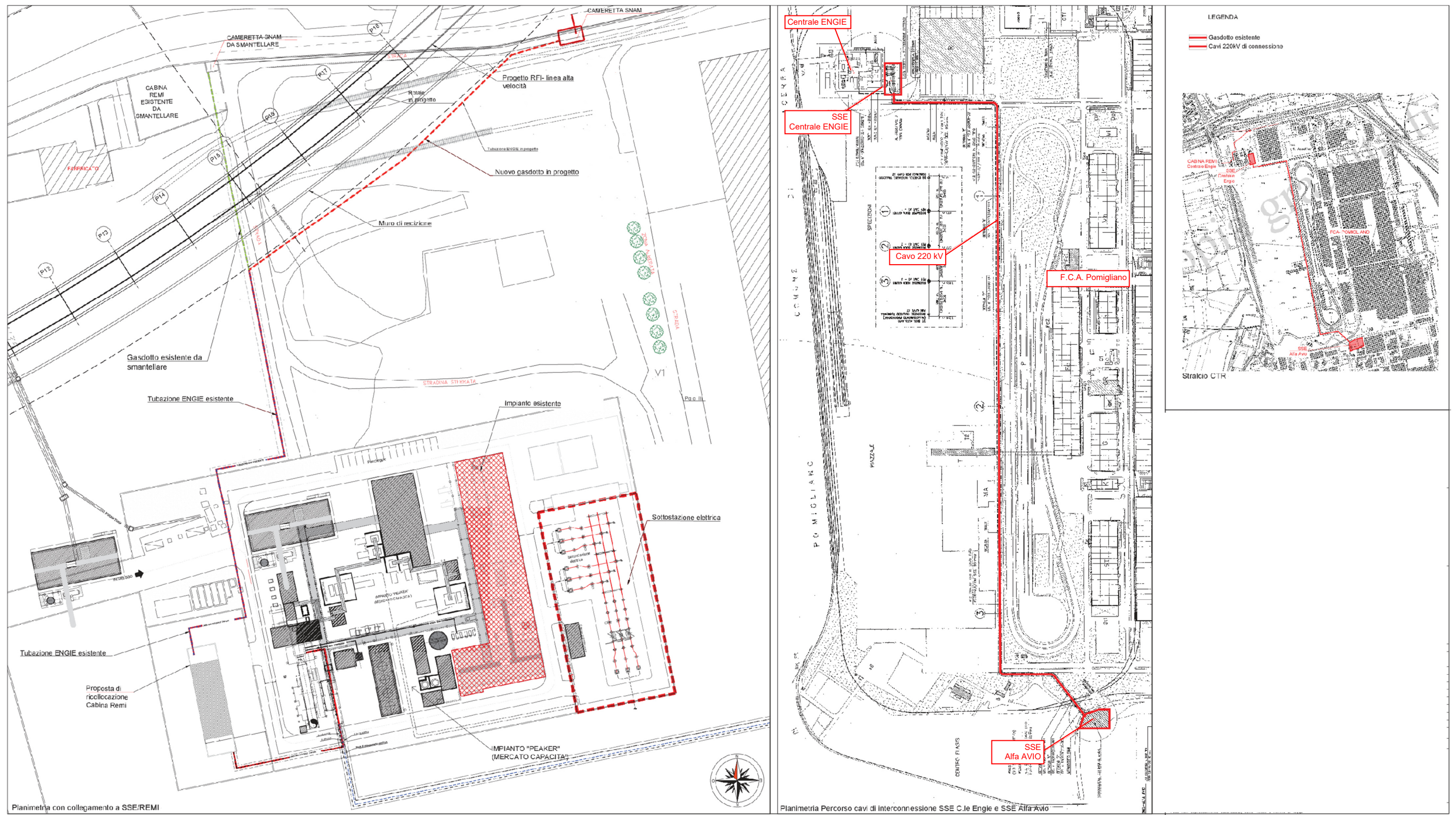


Figura 3/9 – Collegamenti alla rete gas e alla sottostazione elettrica



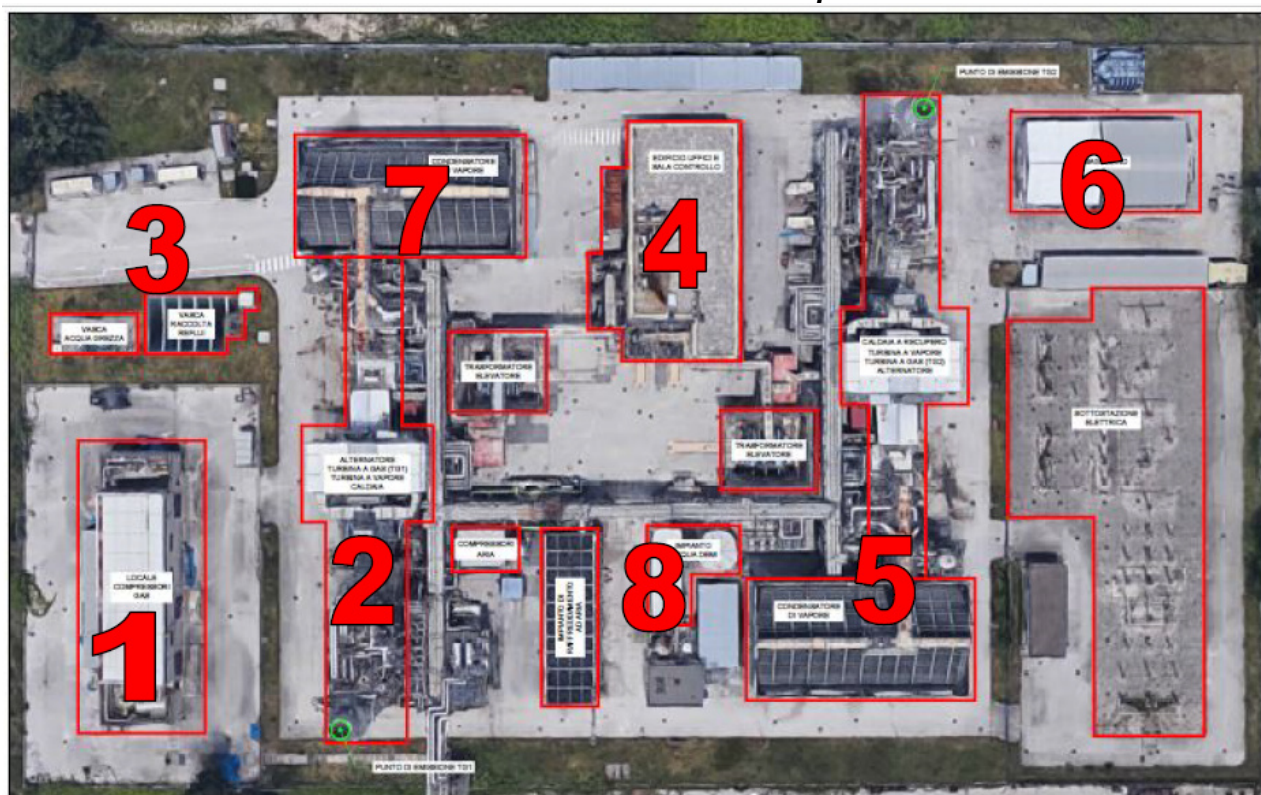
3.4 FASE DI CANTIERE E SISTEMI AUSILIARI

3.4.1 OPERE CIVILI DI RIMOZIONE, RIPRISTINO, MESSA IN SICUREZZA E RIFACIMENTO

Le opere civili/strutturali, le cui area e localizzazione fanno riferimento alla figura seguente, consisteranno sommariamente in:

- Ripristino dell'impianto compressione gas naturale e ricollocazione cabina Re.Mi (Posizione 1)
- Rimozione del tratto di rack non più necessario e strutture ciclo combinato esistente (TG300) con ripristino delle fondazioni per predisposizione all'installazione della nuova TG "Peaker" a ciclo aperto (Posizione 2)
- Ripristino sistema di raccolta e convogliamento reflui (Posizione 3)
- Ripristino fabbricato controllo esistente (Posizione 4)
- Messa in sicurezza del rack e delle strutture del ciclo combinato esistente (TG100) non utilizzato per il mercato della capacità (Posizione 5)
- Ristrutturazione fabbricato magazzino (Posizione 6)
- Messa in sicurezza condensatore gruppo TG300 (Posizione 7)
- Ripristino locale "trattamento acqua", "pompe antincendio" (Posizione 8)
- Ripristini e rifacimenti vari (vasche di contenimento, sottoservizi, recinzioni, shelters, cunicoli, viabilità, ecc.)

Figura 3/10 – Localizzazione ed area occupata dai lavori di rimozione, ripristino, messa in sicurezza e realizzazione dei nuovi impianti in fase di costruzione



Si precisa che tutte le strutture costituenti il cabinato esterno del ciclo combinato esistente TG100 saranno lasciate in essere in stato di fermo conservativo, in attesa di eventuali future nuove esigenze di mercato che ne consentano il riutilizzo.

Nella precedente figura 3/5 sono rappresentate in planimetria le aree di intervento.

3.4.2 COLLEGAMENTI IDRAULICI AD IMPIANTI MECCANICI AUSILIARI

Si prevedono interventi di manutenzione per il ripristino dei seguenti impianti meccanici ausiliari della centrale dedicati alla nuova unità "Peaker":

- sistema di raffreddamento "Air cooler";
- compressori per la produzione di aria compressa destinata alla regolazione comando dei componenti pneumatici;
- impianti di trattamento/demineralizzazione acqua industriale;
- impianti antincendio;
- sistemi di raccolta e convogliamento reflui.

Impianto antincendio

La Centrale è dotata di impianto antincendio costituito da una rete di tubazioni con sistema sprinkler / diluvio e idranti. L'impianto è alimentato da una vasca dedicata e da elettropompa e gruppo di pompaggio con motore diesel.

Turbina a Gas: la TG sarà dotata di un nuovo sistema di rilevamento di incendi e gas, hardware associato e un nuovo sistema di rilascio di CO₂.

Il sistema di spegnimento e di rilevamento del gas è progettato per la gestione di incendi da idrocarburi, accumuli di gas combustibili e altre condizioni potenzialmente esplosive nel compartimento della turbina. Una volta rilevata tale condizione, il sistema di controllo dello spegnimento degli incendi e del rilevamento dei gas rilascerà materiale antincendio e attiverà il dispositivo acustico di allarme.

Il nuovo sistema sarà composto da:

- nuova centrale rivelazione incendio e gas con moduli ausiliari, alimentatore e batterie;
- nuova strumentazione da campo: rilevatori di gas IR, rilevatori di alta temperatura, sirene di allarme, lampeggianti, cavi, etc;
- nuovo sistema di CO₂ per turbina a gas / riduttore / generatore. Il sistema consentirà il rilascio del materiale di spegnimento per singole zone.

Trasformatori olio: a protezione dei trasformatori in olio è previsto l'uso di sistemi di spegnimento incendio con impianti fissi ad acqua frazionata.

Sala quadri elettrici, sala controllo: nei locali con presenza di quadri elettrici e di controllo è previsto il riutilizzo dei sistemi antincendio esistenti, composto da rilevatori di fumo/incendio ed estintori manuali.

Scarico reflui

Le emissioni idriche della centrale sono le seguenti:

- Scarichi industriali e acque meteoriche di prima pioggia: tali acque sono convogliate in una vasca di raccolta acque reflue all'interno della Centrale e dopo processo di disoleazione sono inviate all'impianto di trattamento dello stabilimento FCA.
- Scarichi biologici: tali acque confluiscano in un pozzetto di raccolta all'interno della Centrale e da qui tramite rete fognaria dedicata sono inviati all'impianto di trattamento biologico dello stabilimento FCA. L'impianto di trattamento di tali acque e quello di cui al punto precedente sono esterni alla Centrale e sono gestiti da FCA.
- Acque meteoriche di seconda pioggia: tali acque sono raccolte in vasca dedicata

all'interno della centrale e da qui confluiscono per mezzo della condotta di proprietà della società ELASIS - autorizzazione del 07/05/1999 rilasciata dal Consorzio Generale di Bonifica del Bacino Inferiore del Volturno - nel canale Regi Lagni.

3.4.3 IMPIANTI E COLLEGAMENTI ELETTRICI IN POTENZA

Il progetto prevede il recupero di alcune componenti dell'impianto elettrico esistente. In particolare, è ipotizzabile il recupero, previa verifica di idoneità e successivo ricondizionamento, almeno dei seguenti apparati esistenti:

- N.1 Trasformatore MT/AT da 67 MVA (11,5 kV/240 kV), a servizio dell'impianto TG "Peaker";
- Sottostazione di Alta Tensione. Saranno riutilizzati i due stalli esistenti, previa verifica di idoneità, per permettere il collegamento dell'impianto "Peaker". Saranno realizzate le opportune modifiche per l'adeguamento ai requisiti del Codice di Rete (sistema di protezione e controllo, RTU, UPDM, ecc.).
Per quanto riguarda la rimanente impiantistica esistente di A.T. (interruttore generale all'interno della sottostazione utente e interruttore generale ubicato in corrispondenza del punto di connessione verso la SSE "Alfa Avio"/Terna ed il relativo cavo di collegamento) e i relativi collegamenti/cablaggi, questa verrà recuperata previa verifica di idoneità e successivi ricondizionamenti;
- N.2 Trasformatori MT/BT da 2,5 MVA (11,5 KV/0,4kV) per alimentazione futuri servizi ausiliari in BT;
- Quadri elettrici in bassa tensione a servizio dei sistemi ausiliari di centrale;
- Interruttore MT di parallelo alla rete della nuova TG (interruttore di macchina)
- Condotta sbarre MT tra generatore e trasformatore elevatore;
- Linea Elettrica di Emergenza in BT (circa 50 kW di Potenza Elettrica impegnata).

La rimanente impiantistica e vie cavi esistenti, qualora non riutilizzabili, saranno ove necessario sostituiti da nuove apparecchiature.

3.4.4 AUSILIARI DI IMPIANTO

Non sono previsti interventi di modifica dei seguenti ausiliari di impianto:

- Sistema acqua demineralizzata
- Sistema aria compressa
- Reti di scarico

Le uniche attività previste riguardano la manutenzione per il ripristino della loro funzionalità a seguito del periodo di sospensione dell'esercizio dell'impianto.

Come anticipato, la Cabina Re.Mi a seguito degli interventi in progetto si prevede sarà ricollocata all'interno dell'esistente fabbricato con impianto di compressione, a causa dell'interferenza con il limitrofo progetto TAV nella posizione attuale, senza alcuna necessità di scavo per i nuovi tracciati di collegamento né per lo spostamento degli impianti.

3.4.5 ATTIVITÀ DI CANTIERE E GESTIONE TERRE DA SCAVO

Vista la natura delle opere previste, le attività di cantiere saranno quelle tipiche di un cantiere di tipo edile.

Le principali attività previste ai fini del ripristino, rimozione o messa in sicurezza di parti

esistenti sopra riportate, e dell'installazione dei diversi impianti, si presume saranno le seguenti:

- preparazione dell'area,
- rimozione di parti di impianti,
- trasporto dei nuovi impianti da installare,
- assemblaggio dei diversi impianti,
- manutenzione e ripristino delle varie apparecchiature,
- ristrutturazione fabbricati di previsto riutilizzo,
- montaggio e assemblaggio tubazioni, passerelle e allacciamenti.

I limitati materiali di scavo, salvo verifica di idoneità circa le caratteristiche granulometriche e meccaniche, potrebbero essere riutilizzati per la realizzazione della sistemazione finale dell'area di intervento. Nel caso in cui il materiale di scavo non risultasse utilizzabile nell'area di intervento o con caratteristiche non idonee potrà essere conferito ad idoneo impianto di recupero.

Data l'entità delle lavorazioni, che non richiedono opere di scavo significative se non per il ripristino della viabilità, si presume che il volume complessivo degli scavi sia inferiore a 6000 m³, ricadendo pertanto nella fattispecie dei cosiddetti "cantieri di piccole dimensioni" di cui al D.P.R. 120/2017 (Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo, ai sensi dell'art. 8 del decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164).

Le emissioni in atmosfera durante tale fase si prevede siano, nel primo periodo relativo alla preparazione e livellamento dell'area, analoghe a quelle di un cantiere edile, e successivamente trascurabili, quando prevarranno operazioni di assemblaggio e carpenteria.

Anche dal punto di vista del rumore, le opere descritte sono associate ad emissioni sonore confrontabili a quelle di un normale cantiere edile, ma caratterizzate da una durata limitata nel tempo. Può essere in tal senso ritenuto di ridotta entità l'impatto acustico da queste generato, anche in considerazione del fatto che l'area è all'interno di uno stabilimento industriale in classe VI-"aree esclusivamente industriali" dalla Classificazione acustica comunale, e che i ricettori a carattere residenziale risultano tutti collocati a distanze superiori a 500 metri, e pertanto l'impatto presso di loro in fase di costruzione si presume non sarà percepibile.

Il traffico indotto dal trasporto dei materiali e dei rifiuti si prevede sia di entità trascurabile, e non generi impatti sulle diverse componenti ambientali.

La durata della fase di costruzione si prevede sarà di alcuni mesi.

3.5 SISTEMA DI SUPERVISIONE, MONITORAGGIO E CONTROLLO

L'attuale sistema DCS (SEPA) di centrale sarà sostituito da un nuovo sistema di controllo che potrà essere costituito da un DCS indipendente, come l'attuale, che gestirà tutte le utility di centrale e sarà interfacciato con il nuovo sistema di controllo di turbina del "Peaker" (Micronet Plus GE) o in alternativa sarà integrato all'interno del sistema controllo di turbina del "Peaker" stesso.

La Sala Controllo principale ("Control Room") sarà comune all'intera centrale ed ubicata,

come nel caso dell'impianto esistente, all'interno del Fabbricato Servizi.

Il sistema è in grado di comunicare, mediante un sistema videografico interattivo per la supervisione dell'impianto, con la sala controllo, con il quale l'operatore sarà in grado di gestire sia le principali attività di regolazione e di interfaccia impianto/utente sia il monitoraggio dati.

Attuatori e valvole di controllo sono comandati in Automatico dal PLC o in Manuale attraverso il sistema di supervisione.

Le logiche, le regolazioni e gli interblocchi saranno gestiti attraverso segnali cablati.

In particolare, eventuali segnali di interblocco e sicurezza saranno scambiati direttamente tra i vari sistemi o comunque gestiti attraverso catene elettromeccaniche o tramite dispositivi elettronici di controllo che garantiscano un equivalente livello di sicurezza (es. PLC certificati e librerie software certificate).

I segnali seriali sono solo per supervisione e non sono coinvolti nelle logiche.

Il sistema potrà rendere inoltre disponibili funzionalità quali il servizio di Tele-Assistenza, che consentirà, da remoto, modifiche della configurazione del sistema.

I componenti principali di tale sistema sono ridondati e il DCS è alimentato da una linea di alimentazione privilegiata al fine di garantire la continuità della supervisione e del controllo.

3.6 SISTEMA DI ABBATTIMENTO DELLE EMISSIONI INQUINANTI

Per il contenimento delle emissioni la nuova TG sarà equipaggiata con un sistema di alimentazione/combustione DLE (Dry Low Emissions) costituito da:

- Gas cromatografo
- Valvole di misura e monitor
- Ugelli di premiscelazione
- Bruciatori.

Attraverso una procedura di "Mapping" si determinano gli intervalli operativi – limitati ad esempio dall'instaurarsi di condizioni soniche e regioni di spegnimento – dell'equipaggiamento, con il fine di implementare lo scheduling di controllo della combustione e quindi delle emissioni. Il sistema di controllo della combustione è adattativo e gestirà, oltre che le variazioni di carico, la eventuale variabilità della composizione del gas di alimentazione.

I bruciatori utilizzati dalla nuova turbina a gas, in un campo di potenze dal 50 al 100%, utilizzano la tecnologia della pre-miscelazione del combustibile con aria primaria di combustione, con abbattimento dei picchi di temperatura responsabili della formazione di ossidi di azoto. La configurazione del sistema consente inoltre una omogeneità e completezza della combustione tale da mantenere la concentrazione di ossido di carbonio (CO) e incombusti (UHC) nei fumi a valori molto bassi.

3.7 CONDIZIONI DI ESERCIZIO E PRODUZIONI ENERGETICHE

Nell'assetto di progetto autorizzato sono considerati attivi:

- L'impianto esistente TG-100 con potenziali 8000 ore/anno di funzionamento, attualmente in stato di fermo conservativo, fino a quando variate esigenze di mercato non renderanno possibile un eventuale futuro riutilizzo,
- Il nuovo impianto Peaker, per un numero di ore comprese tra 1.500 e 2.500 h/anno.

La sua operatività sarà in funzione delle richieste del "Mercato della Capacità".

Nelle massime condizioni di funzionamento, corrispondenti a 2.500 ore/anno per il nuovo "peaker" e ad 8.000 ore/anno per l'impianto esistente di attività a pieno carico, la produttività energetica è pari complessivamente a circa 505 GWhe/anno, di cui 113 con il solo nuovo impianto in progetto, come dettagliato in tabella.

Scenario Progetto - Energia Elettrica		LM6000PFSprint	TG-100	TV-100
Potenza elettrica	kWe	46,499	39,127	11,000
Autoconsumo En elettrica	kWe	1394.97	1173.81	0
ore funzionamento	h	2500	8000	8000
Produzione Annuia Energia elettrica	kWhe	112,760,075	303,625,520	88,000,000
Produzione Annuia Energia elettrica - tot	kWhe	504,385,595		

3.8 SCARICHI IDRICI

Gli unici scarichi idrici previsti sono derivati dalle acque di lavaggio delle aree pavimentate e dei piazzali, e da quelle meteoriche, che continuerebbero a venire trattate dal medesimo impianto di raccolta, trattamento (mediante disoleatore) e smaltimento attuale descritto al §3.4.2, che verrà mantenuto.

3.9 RIFIUTI

Durante le attività di riqualificazione della Centrale si prevede che siano prodotte le seguenti tipologie di rifiuti:

- scarti di olii minerali
- rifiuti contenenti olio
- imballi vari in carta
- imballi vari in legno
- imballi vari in materiali misti
- assorbenti, stracci non contaminati
- assorbenti, stracci contaminati
- cemento
- rifiuti misti da costruzione
- ferro e acciaio (se non riutilizzati)
- materiali isolanti
- tubi fluorescenti
- cavi elettrici.

I rifiuti saranno gestiti secondo la normativa vigente in materia, in modalità di deposito temporaneo come disposto dall'art. 183 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i..

Durante la fase di esercizio della Centrale si stima che siano prodotti i seguenti rifiuti:

- Soluzioni acquose di lavaggio TG
- Altre emulsioni
- Imballaggi in carta e cartone
- Imballaggi in plastica

- Imballaggi in legno
- Imballaggi in materiali misti
- Fusti contaminati da sostanze pericolose
- Materiali filtranti contaminati da sostanze pericolose
- Materiali filtranti non contaminati da sostanze pericolose
- Rottami ferrosi
- Apparecchiature fuori uso diverse da quelle di cui alle voci da 160209 a 160213
- Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio.

A seconda della tipologia, i rifiuti prodotti presso la centrale sono disposti in adeguate aree di deposito temporaneo e successivamente smaltiti da ditte autorizzate.

Nella figura seguente è rappresentata la planimetria dell'impianto comprensiva delle aree di stoccaggio dei rifiuti prodotti.

Figura 3/11 – Localizzazione aree di stoccaggio rifiuti e materie prime in fase di cantiere

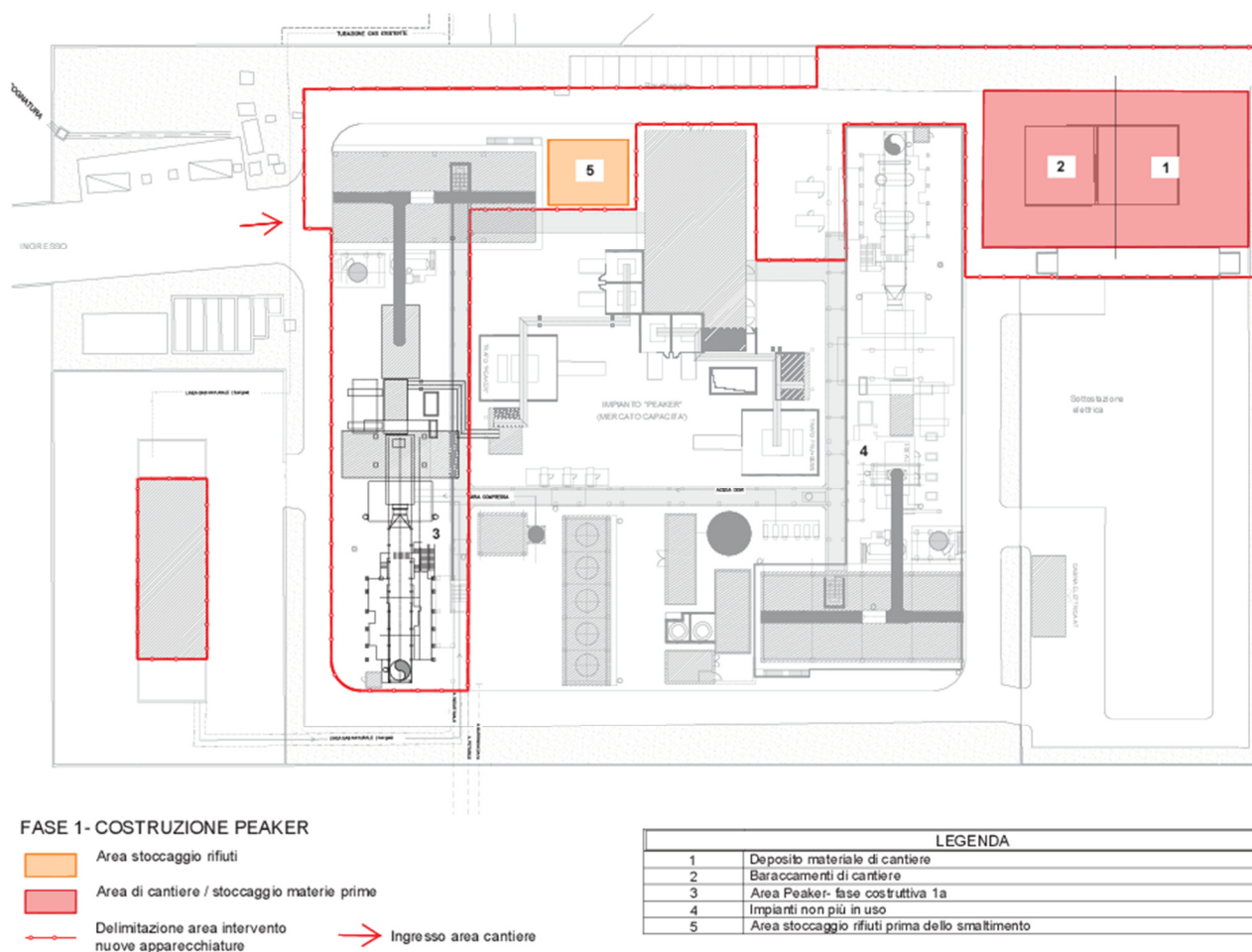
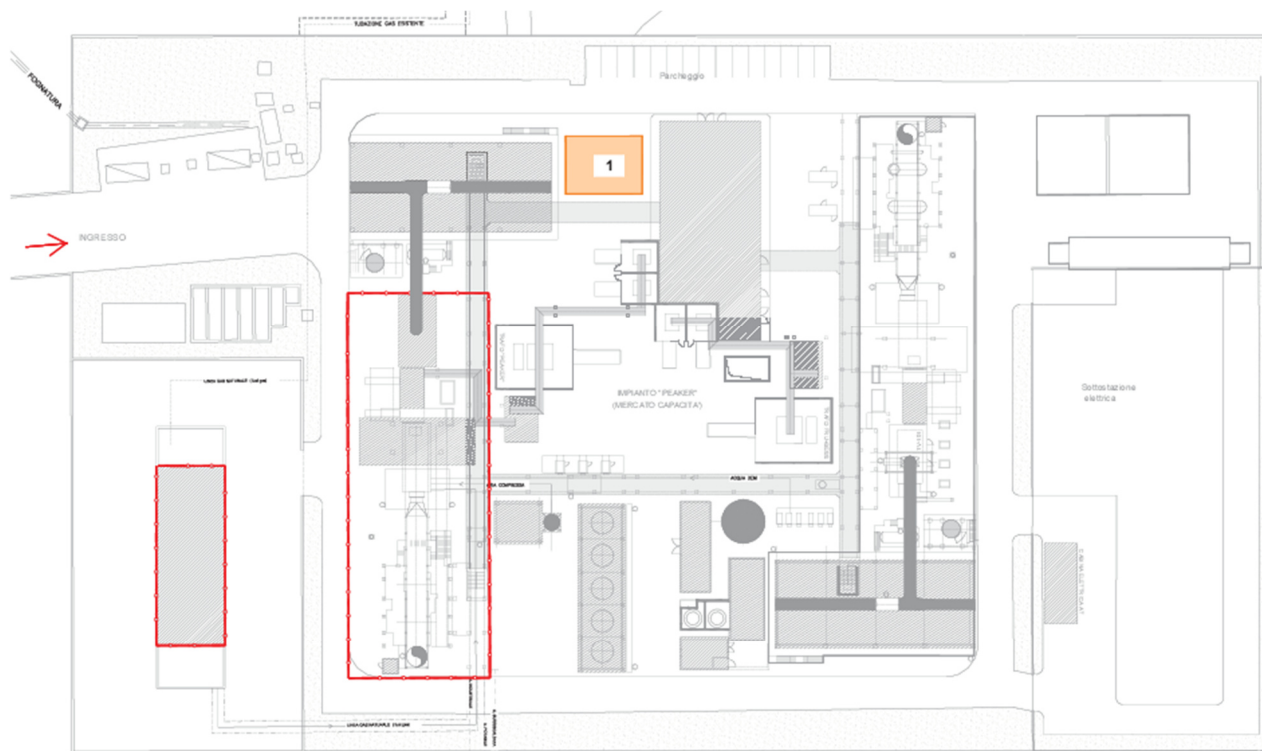


Figura 3/12 – Localizzazione aree di stoccaggio rifiuti e materie prime nell'assetto di progetto in fase di esercizio



FASE DI ESERCIZIO

- Area stoccaggio rifiuti
- Delimitazione nuovo impianto e nuova cabina Re.Mi
- Ingresso impianto

LEGENDA	
1	Area stoccaggio rifiuti in fase di esercizio



3.10 INTERVENTI DI MITIGAZIONE

Gli interventi di mitigazione dei potenziali impatti sull'ambiente dell'intervento in progetto sono delineati per ciascun fattore e componente ambientale nel successivo capitolo 4 *Riferimenti Ambientali*.

In particolare si evidenzia che l'utilizzo per il nuovo impianto "peaker" di prevista installazione di una turbina a gas di ultima generazione, consente il contenimento delle emissioni in atmosfera entro livelli di concentrazione degli inquinanti (NOx e CO) pari a 30 mg/Nm³, in linea con i limiti normativi di riferimento e con le migliori tecnologie disponibili, consentendo di ridurre sensibilmente i potenziali impatti sulla qualità dell'aria rispetto a quanto attualmente autorizzato, e di generare potenziali impatti su tale componente, anche a causa delle modalità di dispersione, del tutto non significativi o trascurabili.

Il riutilizzo dei manufatti esistenti inoltre consente di non aggiungere elementi visivi di potenziale impatto sul paesaggio, ed in particolare i cabilnati ed il camino di espulsione dei fumi, che verranno riadattati per il nuovo impianto "peaker", consentiranno di ottenere un contenimento del rumore almeno pari all'impianto esistente già autorizzato.

3.11 POTENZIALI EFFETTI DI CUMULO

In merito al contributo dell'intervento in progetto nel contesto in cui si inserisce, esso determinerebbe un **miglioramento delle prestazioni ambientali**, in quanto consente di acquisire i seguenti vantaggi:

- comporta un'importante riduzione delle emissioni in atmosfera rispetto a quanto previsto dall'autorizzazione vigente di cui dispone l'impianto in conseguenza sia della sostituzione della turbina giunta a fine vita con una di nuova generazione che pur rimanendo dello stesso modello di quella già installata (GE LM6000) presenta fattori emissivi ridotti, conformi a quanto stabilito dalle conclusioni sulle Migliori Tecniche Disponibili, sia del numero ridotto di ore di previsto funzionamento richiesto dal mercato elettrico a cui si rivolge l'impianto;
- sono per lo stesso motivo da attendersi minori emissioni sonore;
- rispetto all'attuale situazione di inattività, il contributo alle concentrazioni di inquinanti in atmosfera generato dalla prevista attività del nuovo impianto "peaker" risulterebbe comunque non significativo o del tutto trascurabile in tutta l'area di potenziale impatto;
- eviterà la dismissione definitiva del sito e permetterà viceversa la ripresa dell'attività produttiva, senza ulteriore consumo di suolo in quanto tutti gli interventi sono collocati all'interno del perimetro della centrale esistente, ed in prospettiva una ricaduta positiva sul comparto occupazionale industriale locale.

Inoltre, ad una scala più ampia, si evidenzia un ulteriore contributo positivo dal punto di vista ambientale in quanto il sistema partecipa direttamente al bilanciamento del sistema elettrico della rete nazionale consentendo una maggiore penetrazione degli impianti da fonti rinnovabili; questo tipo di impianti è ormai riconosciuto come essenziale per il raggiungimento dei nuovi obiettivi che porterebbero la produzione da fonti rinnovabili complessiva in Europa al 27% entro il 2030 (fonte: EU Commission: quadro per il clima e l'energia 2030).

Il "cumulo" dei potenziali impatti generati dal progetto nell'area risulterebbe pertanto migliorativo.

Il contributo del solo nuovo impianto "peaker" in progetto presenta, come illustrato nelle diverse componenti ambientali nel successivo capitolo 4, impatti non significativi, o trascurabili, o conformi con quanto previsto dalla normativa vigente, e comunque migliorativi rispetto all'assetto attualmente autorizzato della centrale.

3.12 DISMISSIONE

In questo paragrafo si illustrano i criteri e le principali attività con cui verrà in futuro realizzata la dismissione degli impianti in progetto.

I componenti principali e gli impianti ausiliari potenzialmente oggetto della dismissione sono i seguenti:

- il turbogas esistente con i relativi componenti e manufatti;
- il turbogas "peaker" in progetto con i relativi componenti e manufatti;
- linee di adduzione gas naturale dalla cabina di decompressione e misura (Re.Mi) all'impianto;
- camini;
- edifici (sala controllo, magazzino,...);
- cabina Re.Mi;
- quadri elettrici e trasformatori;
- impianti ausiliari.

A seconda dei futuri utilizzi della centrale e delle necessità del polo industriale adiacente, le eventuali future dismissioni potranno riguardare solo alcuni dei componenti, impianti e manufatti sopra elencati. Si delineano pertanto nel seguito i criteri che verranno seguiti in fase di futura dismissione e le principali fasi connesse, ponendo attenzione alla tutela dell'ambiente ed alle opere di prevenzione e precauzione che verranno messe in atto.

3.12.1 DESCRIZIONE DEI POTENZIALI CONTAMINANTI

I rifiuti prodotti durante le operazioni di dismissione sono costituiti sia da strutture, impianti ed apparecchiature, che da materie prime e sostanze/materiali derivanti dall'esercizio, nonché da materiali prodotti dalle stesse attività di demolizione.

Pertanto, nel futuro piano di dismissione sarà prevista la bonifica dell'impianto da eventuali sostanze pericolose e non pericolose utilizzate nella centrale e presenti nei componenti e nei sistemi quali oli, prodotti chimici ecc. stoccati negli appositi serbatoi e dotati di appositi bacini di contenimento.

Per ciascuna tipologia di rifiuto si provvederà allo smaltimento secondo quanto dettato dalla normativa vigente al momento della realizzazione della dismissione.

In tal senso si evidenzia che le principali materie prime utilizzate dalla centrale sono costituite da:

- Gas naturale;
- Oli lubrificanti;
- Additivi per impianto di addolcimento e trattamento chimico acqua.

3.12.2 FASE DI DISATTIVAZIONE (DECOMMISSIONING)

La fase di disattivazione della centrale prevedrà diverse attività, mirate a portare la centrale in uno stato di basso rischio e con minime richieste di sorveglianza e manutenzione. Durante questo periodo le attività di S&M saranno comunque attive per garantire la sicurezza della popolazione, dell'ambiente e dei lavoratori nonché di quella delle attività dell'adiacente stabilimento industriale.

Questa fase di disattivazione si attiverà subito dopo la fermata degli impianti esistenti, sviluppando una serie di azioni volte a rendere minimo il carico della successiva fase di S&M post-disattivazione e ad agevolare la pianificazione della fase di dismissione vera e propria.

Le principali attività in questa fase sono volte a realizzare l'isolamento in sicurezza di sistemi ed apparecchiature in modo che sia garantita la sicurezza della condizione di cessato esercizio, nonché la rimozione di apparecchiature di valore che non siano necessarie per le fasi successive e che, quindi, è opportuno collocare sul mercato o in altra sede operativa della stessa azienda prima possibile.

In tale fase si provvederà a supportare la pianificazione di dettaglio delle fasi successive di S&M post-disattivazione e di dismissione attraverso una revisione di tutta la documentazione tecnica, di sicurezza e relativa alla caratterizzazione di eventuali sostanze pericolose.

Tale revisione richiederà:

1. la redazione di un rapporto sullo stato di conservazione meccanica ed edile in cui viene lasciato l'impianto;
2. la raccolta della lista delle apparecchiature e di quella delle linee, delle relative planimetrie e schemi as built, dei manuali operativi delle principali apparecchiature;
3. l'individuazione e caratterizzazione dei materiali e dei prodotti pericolosi presenti nell'area di impianto, assieme all'indicazione dei serbatoi che li hanno contenuti e delle apparecchiature dove sono stati usati;
4. l'individuazione e caratterizzazione dei materiali e dei prodotti presenti nell'area di

impianto che hanno caratteristiche idonee alla vendita diretta o al trattamento per essere avviati a riciclo.

5. l'esame delle procedure di esercizio e di sicurezza già utilizzate per la centrale per valutarne l'adeguatezza con le attività di dismissione.

3.12.3 DISMISSIONE DELLA CENTRALE

Al momento della dismissione definitiva dell'impianto si procederà alla suddivisione delle parti di impianto in tre differenti categorie:

- equipaggiamenti e macchinari recuperabili per la vendita sul mercato dell'usato;
- materiali inquinati non bonificabili da inviare ai siti di smaltimento autorizzati;
- parti recuperabili e riciclabili.

In particolare, è prevista una fase di smontaggio e bonifica degli impianti di processo e una successiva fase di eventuale ripristino e recupero delle opere civili.

La sequenza delle attività di dismissione seguirà presumibilmente le seguenti fasi:

- FASE A: attività preliminari. Tali attività prevedono essenzialmente l'allestimento dell'area di cantiere, lo scollegamento delle utenze, e la predisposizione delle aree per lo stoccaggio rifiuti.
- FASE B: attività di sgombero, rimozione prodotti chimici utilizzati e bonifica impianti, tubazioni, serbatoi, macchinari. Particolare attenzione sarà dedicata alla rimozione di strumentazione e componentistica elettrica ed elettronica. Per i componenti integri si potrà valutare l'ipotesi di riutilizzo mentre per gli altri si provvederà allo smaltimento tramite ditte specializzate nel trattamento dei WEEE (Waste from Electrical and Electronic Equipments). La bonifica degli impianti comprende tutte le attività necessarie a mettere a piè d'opera i diversi componenti dell'impianto e ad assicurarne la bonifica dagli agenti in grado di determinare un qualsiasi rischio per la salute degli operatori e delle popolazioni o per l'ambiente circostante. L'operazione sarà condotta da ditte specializzate e consiste essenzialmente nella ripulitura delle parti di impianto venute a contatto con agenti inquinanti e nel successivo smaltimento, in accordo con la normativa vigente, dei reflui liquidi e dei rifiuti solidi raccolti.
- FASE C: smontaggio e demolizione macchinari, impianti e serbatoi fuori terra. A cura di ditte specializzate nella attività di smontaggio, le apparecchiature verranno rimosse avendo particolare cura nel selezionare e dividere i materiali componenti, al fine di favorire il recupero della maggior parte delle apparecchiature e equipaggiamenti, delle materie prime riciclabili e/o recuperabili; sarà valutata la possibilità di ricollocare sul mercato talune apparecchiature. Si prevede per quanto possibile, la rimozione integrale dei serbatoi e delle vasche per poterne consentire un eventuale riutilizzo per la stessa funzione per la quale sono stati realizzati. In questa fase verrà altresì effettuata una caratterizzazione analitica di tutti i rifiuti derivanti dalle attività di bonifica, loro raccolta in contenitori adeguati e trasporto ad impianti di trattamento e/o smaltimento. Come detto, gli oli lubrificanti utilizzati negli impianti della centrale saranno inviati allo smaltimento da parte di smaltitori autorizzati. Altri materiali di consumo verranno egualmente smaltiti o valorizzati.
- FASE D: demolizione strutture esterne. Questa fase prevede la demolizione delle strutture esterne, con ripristino del terreno a livello del piano campagna, lasciando inalterati gli edifici, i sottoservizi e le opere di interconnessione con l'esterno. L'attività di demolizione sarà affidata ad uno o più fornitori qualificati con adeguata esperienza in questo tipo di operazioni. Si prevede l'allestimento di un cantiere attrezzato, ove saranno messe in essere tutte le operazioni di rottamazione, deferizzazione e cernita dei materiali di risulta dalle demolizioni edili e meccaniche. I rifiuti che derivano da un

processo di demolizione devono essere successivamente sottoposti alle fasi di: raccolta dei materiali, trattamento, reimpiego ed infine smaltimento del residuo inutilizzabile. Ogni strategia di demolizione deve essere impostata sulle successive modalità di recupero e smaltimento che s'intende adottare. Se possibile si privilegerà l'adozione della "demolizione selettiva", con cui si intende l'insieme di tecniche di "decostruzione" il cui scopo è quello di ottenere frazioni omogenee e valorizzabili, aumentando concretamente il livello di riciclabilità degli scarti generati dal cantiere di demolizione, secondo un approccio che privilegi l'aspetto della qualità del materiale ottenibile dal riciclaggio. I materiali di risulta dalle demolizioni saranno quindi avviati a smaltimento presso centri autorizzati.

- FASE E: Ripristino integrità edifici / rimodellamento dell'area. Per quanto riguarda le opere civili, data la destinazione prettamente industriale dell'area di intervento, è possibile la conservazione degli edifici e dei locali di impianto per futuri utilizzi.
- FASE F: Smaltimento rifiuti. Questa fase è sostanzialmente trasversale a quelle precedentemente descritte. Tutti i rifiuti che derivano dalle diverse fasi di intervento verranno smaltiti attraverso ditte debitamente autorizzate nel rispetto della normativa vigente. Il piano degli interventi deve favorire, per quanto possibile, il recupero integrale dei macchinari della Centrale per i quali è pensabile una loro cessione come apparecchiature usate. Per favorire tale possibilità di riutilizzo di componenti, per la stessa funzione per la quale sono stati impiegati durante l'esercizio, si farà riferimento a ditte altamente specializzate. Con un certo anticipo rispetto all'avvio delle operazioni di disattivazione e dismissione, tecnici incaricati verificheranno l'esistenza di un mercato reale per la collocazione di tali componenti. Qualora questa opportunità sia vaga o inesistente, per avvenuti sensibili avanzamenti della tecnologia o per evidente non-economicità dell'operazione, si prevedrà la rottamazione delle apparecchiature, con la massimizzazione del recupero di materiali ferrosi.
- FASE G: Verifica dell'assenza di condizioni di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee. In adempimento a quanto previsto dall'art. 29-sexies, co.9-quinquies del D.Lgs 152/2006 e s.m.i., all'atto della cessazione definitiva delle attività, si provvederà alla valutazione dello stato di eventuale contaminazione del suolo e delle acque sotterranee da parte di sostanze pericolose pertinenti usate/rilasciate dall'impianto di cogenerazione. A tale scopo saranno programmate attività di indagine ed analitiche il cui dettaglio sarà contenuto all'interno del piano esecutivo da presentarsi almeno 3 anni prima della cessazione dell'attività di cogenerazione. Esse si integreranno a quelle già previste per l'intero stabilimento in conformità all'art. 29-sexies, co.6-bis, in linea con le modalità previste dal Titolo V, parte IV del DLgs 152/06. Ove risultassero presenti condizioni di contaminazione, saranno definiti ed attuati gli interventi necessari ad eliminare, controllare, contenere o ridurre le sostanze pericolose pertinenti in modo che il sito, tenuto conto dell'uso attuale e dell'uso futuro non comporti un rischio significativo per la salute umana o per l'ambiente.