ALL. 1

Politecnico di Torino

Comune di Bardonecchia

Servizio Pubblico di Teleriscaldamento.

Proposte di Partenariato Pubblico Privato

Analisi tecnica.

Dicembre 2023

rif. BARDONECCHIA.PPP.R01

rev. 0.1

Gruppo di Lavoro

Responsabile scientifico
Prof. Alberto Poggio

Collaboratori
Ing. Giulio Cerino Abdin
Ing. Giulia Montanari
Ing. Chiara Monzani

Sommario

Introduzione viii

Oggetto del documento viii

1. Utenza 1-1

1.1. Sintesi della valutazione 1-2
1.2. Analisi 1-3

1.2.1. Utenza attualmente servita 1-3

1.2.2. Utenza potenziale 1-4

1.2.3. Carichi termici dell'utenza 1-5

2. Rete 2-1

2.1. Sintesi della valutazione 2-2
2.2. Analisi 2-3

2.2.1. Tipologia costruttiva e condizioni di esercizio 2-3

2.2.2. Struttura ed estensione della rete 2-3

2.2.3. Interventi di riqualificazione tecnica della rete e delle sottocentrali 2-4

3. Centrale di generazione 3-1

3.1. Sintesi della valutazione 3-2
3.2. Analisi 3-4

3.2.1. Configurazione impiantistica 3-4

3.2.2. Fonti rinnovabili 3-8

3.2.3. Cogenerazione 3-10

3.2.4. Integrazione e riserva 3-11

3.2.5. Accumuli termici 3-12

3.2.6. Copertura del carico termico di picco 3-14

3.2.7. Organizzazione e ubicazione dei componenti di centrale 3-16
3.2.8. Procedure autorizzative 3-19
3.2.9. Programmazione temporale 3-20

4. Bilancio energetico 4-1

4.1. Sintesi della valutazione 4-2
4.2. Analisi 4-4
4.2.1. Criteri di simulazione 4-4
4.2.2. Domanda termica 4-4
4.2.3. Priorità di esercizio 4-6
4.2.4. Risultati di esercizio 4-6
4.2.5. Defiscalizzazione del gas naturale 4-11
4.2.6. Cogenerazione ad Alto Rendimento 4-13
4.2.7. Teleriscaldamento efficiente 4-15

5. Bilancio ambientale 5-1

5.1. Sintesi della valutazione 5-2
5.2. Analisi 5-3
5.2.1. Emissioni di CO_2 5-3
5.2.2. Sistemi di abbattimento degli inquinanti 5-4
5.2.3. Emissioni inquinanti 5-5
5.2.4. Approvvigionamento della biomassa legnosa e gestione delle ceneri 5-6

6. Tariffe utente 6-1

6.1. Sintesi della valutazione 6-2
6.2. Analisi 6-4
6.2.1. Contratto tipo 6-4
6.2.2. Tipologia di tariffa e modalità di aggiornamento 6-6
6.2.3. Sconti applicati 6-11
6.2.4. Calcolo del costo evitato per l'utente finale 6-12
6.2.5. Rischi per evoluzioni normative 6-15

7. Investimento 7-17

7.1. Sintesi della valutazione 7-18
7.2. Analisi 7-19

Allegato A | Analisi delle simulazioni di esercizio 1

Acronimi

ENGIE	società Engie Reti Calore S.r.l.
ETSMA	raggruppamento società Ecotermica Servizi S.p.a. (capofila) e Metan Alpi Sestriere Teleriscaldamento S.r.l.
PEF	Piano Economico Finanziario
PSTLR	Piano di Sviluppo del Teleriscaldamento del Comune di Bardonecchia

Documentazione

Di seguito vengono elencati i documenti consegnati ed analizzati per ciascun Proponente.

A valle dell'analisi svolta, è emerso come in talune casistiche alcune delle informazioni e dati dichiarati non fossero coerenti nei diversi documenti presentati. Per tale ragione si è ritenuto opportuno validare un ordine di priorità nell'analisi dei documenti definendo una gerarchia tra i diversi documenti, come di seguito riportato. Tale approccio ha consentito di valutare in modo equo e completo entrambe le proposte considerando tali informazioni come punto di partenza fondamentale per l'analisi.

1. Schema di concessione/convenzione
    - ENGIE:

      Bozza Di Convenzione (*11_I_TLR_BRD_PF_CONV_signed.pdf*)

      Matrice dei Rischi (*12_L_TLR_BRD_PF_Mat01_signed_MATRICE_RISCHI.pdf*)
    - ETSMA:

      Schema di Concessione (*schema CONCESSIONE 30.06.2023 redline.pdf*)
2. Contratti con gli utenti
    - ENGIE:

      Contratto per la fornitura di energia termica tramite Teleriscaldamento (utenze comunali) (*10a_G_TLR_BRD_PF_Schc_uc__signed.pdf*)

      Contratto per la fornitura di energia termica tramite Teleriscaldamento (clienti) (*10b_G_TLR_BRD_PF_Schc_uc__signed.pdf*)
    - ETSMA:

      non consegnato
3. Piano Economico Finanziario (PEF)
    - ENGIE

      PEF Teleriscaldamento 1.01.xlsx
    - ETSMA

PEF Bardonecchia v4.0.xlsx

4. Relazioni tecniche
   - ENGIE

     ALLEGATO A – Relazione Tecnica: Nuovo assetto della rete di teleriscaldamento Relazione Generale (*04.0_A_TLR_BRD_PF_RTRe_04_signed.pdf*)

     ALLEGATO B – Relazione Tecnica: Nuova configurazione impiantistica (*05.0_B_TLR_BRD_PF_RTIm_04_signed.pdf*)

     ALLEGATO C – Piano Approvvigionamento Biomassa (*06.0_C_TLR_BRD_PF_Rill_04_signed.pdf*)

     Relazione tecnica – Realizzazione nuovo magazzino comunale *(08.0_E_TLR_BRD_PF rev01_signed.pdf)*

     Relazione geologica e di fattibilità *(08.02_E_TLR_BRD_PF_All_02_signed.pdf)*

     Relazione tecnica – riqualificazione energetica degli edifici (*09.0_F_TLR_BRD_PF_RTRq rev01_signed.pdf*)

     Cronoprogramma (*Cronoprogramma_05_07_signed.pdf*)

   - ETSMA

     Chiarimenti relativi alle tematiche emerse durante l'incontro del 01/06/2023 (*relazione chiarimenti.pdf*)

5. Relazioni generali
   - ENGIE

     Relazione generale progetto di fattibilità (*03.0_TLR_BRD_PF_Rgen_04_signed.pdf*)

   - ETSMA

     Relazione illustrativa (*1_PPP Bardonecchia_Relazione illustrativa_feb23.pdf*)

     Allegato 1 – schema funzionale sezione cogenerativa e pompa di calore (*Allegato 1_Schema funzionale sezione cogenerativa e pompa di calore.pdf*)

     Allegato 2 – scheda tecnica cogeneratore (*Allegato 2_scheda tecnica cogeneratore JMS420 E07_2999kWi_@1300masl.pdf*)

     Allegato 3 – scheda tecnica pompa di calore (*Allegato 3_scheda tecnica PDC Trane RTWF-125 HE.pdf*)

     Allegato 4 – Schema funzionale sezione a biomassa e pompa di calore (*Allegato 4_Schema funzionale sezione a biomassa e pompa di calore.pdf*)

     Allegato 5 – sistema di abbattimento delle emissioni della caldaia a biomassa (*Allegato 5_scheda tecnica sistema di abbattimento delle emissioni della caldaia a biomassa.pdf*)

     Allegato 6 – caldaia a biomassa (*Allegato 6_scheda tecnica condensatore fumi caldaia a biomassa.pdf*)

     Allegato 7 – scheda tecnica pompa di calore (*Allegato 7_scheda tecnica PDC Trane RTWF 240 HE.pdf*)

Allegato 8 – Schema funzionale revamping centrale (*Allegato 8_Schema funzionale revamping centrale e collegamento impianto esistente.pdf*)

Allegato 9 – Planimetria nuovo fabbricato e collegamento impianto esistente (*Allegato 9_Planimetria nuovo fabbricato e collegamento impianto esistente.pdf*)

Introduzione

Oggetto del documento

Il presente documento costituisce il rapporto finale di analisi delle proposte di candidatura pervenute al Comune di Bardonecchia da parte dei seguenti soggetti (di seguito indicati come Proponenti):

- Engie Reti Calore Srl;
- Società Ecotermica Servizi Spa e Società Metan Alpi Sestriere Teleriscaldamento Srl (aggregate in ATI);

per un Partenariato Pubblico Privato (PPP) per l'affidamento in concessione della progettazione di interventi di riqualificazione energetica degli edifici comunali nonché per la gestione integrata dell'impianto e del servizio di teleriscaldamento.

Le analisi e le informazioni alle quali viene più volte fatto riferimento nel presente documento sono state in parte estrapolate dallo studio del Piano di Sviluppo del Teleriscaldamento (di seguito PSTLR) elaborato dal Politecnico di Torino (Dipartimento Energia – gruppo di ricerca Sistemi per l'Energia e l'Ambiente) per il Comune di Bardonecchia.

Le osservazioni di seguito dettagliate riguardano le informazioni trasmesse dai Proponenti nella Proposta depositata, comprendente tutti i documenti allegati.

1. Utenza

1.1. Sintesi della valutazione

Si riporta una sintesi della valutazione delle proposte depositate dai due Proponenti, in merito all'analisi dell'utenza attualmente servita e alla sua possibile evoluzione nel corso della durata Concessione.

Sulla base della disamina tecnica svolta, come dettagliato nei paragrafi successivi, emergono alcuni elementi comuni alle due proposte (a meno di minime differenze) che possono essere riepilogati come segue:

- entrambi i Proponenti si basano su una volumetria dell'utenza attualmente servita coerente con i dati riportati nel PSTLR;
- entrambi i Proponenti prevedono uno sviluppo futuro del servizio, attraverso la densificazione dell'utenza allacciata nelle aree già attualmente servite e l'estensione della rete nell'area di via San Giorgio (porzione settentrionale dell'abitato), in linea con le ipotesi formulate nel PSTLR;
- entrambi i Proponenti assumono un valore del fabbisogno di energia termica dell'utenza attualmente servita corrispondente con quanto indicato nel PSTLR.

Le due proposte differiscono invece per alcuni aspetti di seguito evidenziati:

- la proposta ENGIE prevede la possibilità di ulteriori ampliamenti dell'utenza servita attraverso estensioni di rete oltre ferrovia, indicati però senza riportane una descrizione quantitativa;
- la proposta ETSMA definisce ulteriori ampliamenti dell'utenza servita attraverso la prosecuzione dell'estensione di rete da via San Giorgio a via Tur d'Amun;
- la proposta ENGIE pare sottostimare il fabbisogno di energia termica a regime (ovvero completato lo sviluppo dell'utenza servita) assumendo un valore inferiore a quello attuale e sensibilmente al di sotto di quanto previsto nel PSTLR;
- la proposta ENGIE introduce successive riduzioni del fabbisogno di energia termica dell'utenza servita, senza riportare motivazioni a riguardo;
- nella proposta ETSMA, il valore indicato per il fabbisogno di energia termica a regime corrisponde con quanto previsto nel PSTLR.

1.2. Analisi

Si prendono in esame le indicazioni tecniche formulate dai due Proponenti riguardo all'utenza servita. A tale scopo i dati riportati nelle proposte presentate sono confrontati nei paragrafi seguenti, per quanto concerne l'attuale consistenza e lo sviluppo potenziale, sono confrontati in termini di tipologia di utenze, volumetria riscaldata e fabbisogno termico.

1.2.1. Utenza attualmente servita

L'elaborazione svolta nel PSTLR, attraverso l'analisi delle informazioni rese disponibili dal gestore integrate con le informazioni sugli edifici provenienti dalle risorse cartografiche presenti nei geoportali pubblici[1], fornisce una definizione completa dell'utenza attualmente servita.

Entrambi i proponenti adottano i dati del PSTLR, identificando una volumetria attualmente servita di circa 1,3 mil. m^3 per un totale di 354 utenze. Analogamente, entrambi i proponenti assumono una domanda energetica di 55 GWh individuando nel settore residenziale il fabbisogno energetico maggiore, seguito dal settore alberghiero e dalle utenze comunali (Tabella 1-1). In particolare, l'articolazione del fabbisogno energetico per tipologia di utenza è presentata come di seguito illustrato:

- nella proposta ENGIE, il dettaglio della suddivisione è riportato esclusivamente nel PEF ma non è dettagliato in nessuna delle relazioni tecniche presentate;
- nella proposta ETSMA, il dettaglio della suddivisione è riportato nella Relazione Illustrativa e successivamente confermato nel PEF.

Tabella 1-1 | Volumetria, numero di utenti e fabbisogno dell'utenza attualmente servita

		ENGIE	ETSMA
Volumetria totale	***Mil. m³***	1,300	1,296
Numero di utenti		354	354
Fabbisogno energetico	***GWh***	55	55
di cui residenziale	*%*	*90%*	*87%*
di cui alberghiero	*%*	*8%*	*8%*
di cui comunale	*%*	*2%*	*5%*

[1] Regione Piemonte, Base Dati Territoriale di Riferimento degli Enti piemontesi (BDTRE), https://bit.ly/2ssIRYe

1.2.2. Utenza potenziale

Entrambi i proponenti individuano un incremento potenziale del 13% circa nella volumetria servita, che potrebbe salire complessivamente a circa 1,47 mil. m^3 per un totale di 402 utenze servite (Tabella 1-2), attraverso:

- la densificazione del servizio in aree già attualmente servite dalla rete di distribuzione;
- l'estensione della rete di distribuzione nell'area di via San Giorgio, ubicata nella porzione settentrionale dell'abitato di Bardonecchia.

Inoltre, le due proposte riportano ulteriori ipotesi, di seguito indicate:

- ENGIE dichiara di poter valutare in futuro un'estensione della rete di distribuzione nell'area oltre ferrovia, pur non riportando una quantificazione delle volumetrie aggiuntive potenziali o dei fabbisogni energetici[2];
- ETSMA dichiara una possibile estensione della rete di distribuzione anche alla zona di via Tur d'Amun, in prosecuzione a via San Giorgio.

Tabella 1-2 | Estensione e densificazione del servizio potenziale

		ENGIE	ETSMA
densificazione del servizio in aree già servite			
volumetria aggiuntiva	*Mil. m^3*	0,130	0,131
numero di utenti aggiuntivo		27	27
estensione del servizio in nuove aree			
zone di estensione identificate		via San Giorgio	via San Giorgio + via Tur d'Amun
volumetria aggiuntiva	*Mil. m^3*	0,045	0,043
numero di utenti aggiuntivo		21	21
utenza complessiva potenziale			
volumetria totale potenziale	*Mil. m^3*	1,475	1,470
numero di utenti potenziali		402	402

[2] Nell'area prossimo all'attuale Hotel Sommelier il Comune di Bardonecchia ha indicato la previsione di realizzazione della nuova sede della società SITAF, gestore dell'Autostrada (A32) e del Traforo stradale (T4) del Frejus. Nella proposta ENGIE questa ipotesi di estensione è indicata in termini puramente qualitativi, in quanto gli approfondimenti sull'effettiva allacciabilità delle utenze non sono stati svolti.

1.2.3. Carichi termici dell'utenza

I carichi termici dell'utenza devono essere caratterizzati in termini di fabbisogno annuo complessivo di energia termica, a partire dalle volumetrie riscaldate e in base alle destinazioni d'uso delle utenze servite; i fabbisogni possono inoltre evolvere in funzione della variazione dell'utenza per effetto delle estensioni del servizio. Tra i valori assunti nelle due proposte in esame emergono alcune discordanze significative, come di seguito riepilogato.

Le relazioni tecniche della proposta ENGIE non riportano i valori del fabbisogno annuo complessivo di energia termica da associare all'utenza potenziale. Tuttavia, ai fini della quantificazione dei ricavi ottenuti dalla vendita di energia termica agli utenti, tali valori sono riportati nel PEF, nei termini seguenti (Figura 1-1 e Tabella 1-3):

- nel primo anno di Concessione viene assunto il valore di 55 GWh annui, in linea con quanto valutato nel PSTLR per l'utenza attualmente servita;
- nel secondo anno di Concessione viene considerata una riduzione a 54,5 GWh annui;
- dal terzo al decimo anno di Concessione vengono indicate ulteriori diminuzioni (attraverso l'applicazione di un fattore di riduzione) fino a raggiungere il valore di 52 GWh annui;
- a partire dall'undicesimo anno fino al termine della Concessione il valore di 52 GWh annui è mantenuto costante.

Le ragioni delle riduzioni del fabbisogno termico dell'utenza non sono illustrate nella proposta ENGIE. Dalla denominazione attribuita al fattore di riduzione applicato nel PEF ("*degradation factor volumi*") si potrebbe supporre che si tratti di un'assunzione cautelativa inerente a una potenziale perdita di ricavi dalla vendita di energia termica dovuta a eventi di disconnessione di utenti. Tale interpretazione non pare però plausibile in quanto risulterebbe in aperto contrasto con le ipotesi di estensione del servizio (e conseguente incremento della volumetria servita) contenute nella medesima proposta e previste nel medesimo periodo temporale nel quale sono applicate (in termini evidentemente controintuitivi) le riduzioni del fabbisogno termico dell'utenza.

La proposta ETSMA riporta esplicitamente i valori del fabbisogno annuo complessivo di energia termica da associare all'utenza potenziale nei termini seguenti (Figura 1-1 e Tabella 1-3):

- dal primo al terzo anno di Concessione viene assunto il valore di 55 GWh annui, in linea con quanto valutato nel PSTLR per l'utenza attualmente servita;
- a partire dal quarto anno fino al termine della Concessione il valore è incrementato a 63 GWh annui, coerentemente con le ipotesi formulare per l'estensione del servizio e in linea con quanto valutato nel PSTLR per l'utenza potenziale.

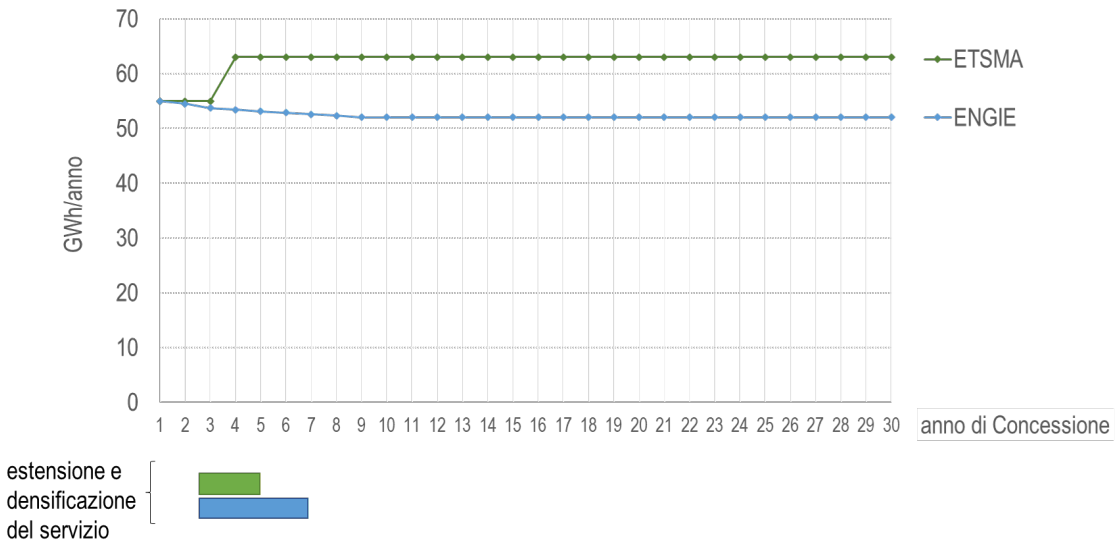


Figura 1-1 | Evoluzione del fabbisogno annuo complessivo di energia termica dell'utenza servita

Nella Tabella 1-3 si riepilogano i valori del fabbisogno annuo complessivo di energia termica nelle due proposte, valutato nella condizione di regime dell'utenza servita (ovvero una volta completate le estensioni del servizio).

Tabella 1-3 | Fabbisogno annuo complessivo di energia termica dell'utenza servita a regime

		ENGIE	ETSMA
utenza complessiva potenziale			
volumetria totale potenziale	***Mil. m³***	1,475	1,470
numero di utenti potenziali		402	402
densificazione del servizio in aree già servite			
fabbisogno energetico potenziale	***GWh***	55	63
di cui residenziale	*%*	*90%*	*86%*
di cui alberghiero	*%*	*8%*	*10%*
di cui comunale	*%*	*2%*	*4%*

Note alla tabella:

I valori evidenziati in rosso si riferiscono a dati anomali oppure non disponibili (n.d.).

Dal confronto tra i valori indicati nelle due proposte emerge come, malgrado in entrambi i casi la volumetria riscaldata e il numero degli utenti serviti siano molto simili a quelli stimati nel PSTLR, risulta evidente come il dato di fabbisogno termico indicato da ENGIE sia sensibilmente inferiore anche senza considerare le ulteriori riduzioni ipotizzate nel PEF.

2. Rete

2.1. Sintesi della valutazione

Si riporta una sintesi della valutazione delle proposte depositate dai due Proponenti, in merito agli aspetti inerenti la rete di distribuzione del calore e le sottostazioni di scambio termico.

Sulla base della disamina tecnica svolta, come dettagliato nei paragrafi successivi, emergono alcuni elementi comuni alle due proposte (a meno di minime differenze) che possono essere riepilogati come segue:

- entrambi i Proponenti prevedono acqua calda come fluido termovettore, in coerenza con la tipologia costruttiva della rete di distribuzione calore descritta nel PSTLR;
- entrambi i Proponenti descrivono l'attuale consistenza della rete di distribuzione calore in coerenza con i dati riportati nel PSTLR;
- entrambi i Proponenti prevedono la posa di ulteriori allacciamenti di nuove utenze nelle aree già attualmente servite e la realizzazione di estensioni di rete, come descritti nelle rispettive proposte.

Le due proposte differiscono invece per alcuni aspetti di seguito evidenziati:

- la proposta ENGIE descrive in termini generali gli interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria ma non contiene nessuna indicazione specifica in merito a interventi di riqualificazione tecnica della rete di distribuzione calore e delle sottostazioni di scambio termico o di loro porzioni, nonostante siano citati nel quadro economico delle opere;
- la proposta ETSMA contiene un piano specifico di riqualificazione e ottimizzazione tecnica della rete di distribuzione calore e delle sottostazioni di scambio termico.

2.2. Analisi

Si prendono in esame le indicazioni tecniche formulate dai due Proponenti riguardo alla rete di distribuzione calore. A tale scopo i dati riportati nelle proposte presentate sono confrontati nei paragrafi seguenti, in termini di tipologia e struttura della rete e delle sottostazioni di scambio termico, per quanto concerne l'attuale consistenza, lo sviluppo potenziale e le azioni di riqualificazione.

2.2.1. Tipologia costruttiva e condizioni di esercizio

In Tabella 2-1 sono poste a confronto le condizioni di esercizio della rete di teleriscaldamento ipotizzate nelle due proposte, entrambe caratterizzate dall'uso di acqua calda come fluido termovettore. Tali indicazioni risultano coerenti con l'attuale tipologia costruttiva descritta nel PSTLR, costituita da tubazioni preisolate, composte da un tubo di servizio in acciaio accoppiato con una guaina esterna in polietilene ad alta densità (HDPE), tra i quali è inserito un isolamento in schiuma di poliuretano (PUR). Nella proposta ETSMA non è esplicitato il dato di temperatura massima di esercizio.

Tabella 2-1 | Condizioni di esercizio della rete di teleriscaldamento: proposte a confronto

parametro	ENGIE	ETSMA
fluido termovettore	acqua calda	acqua calda
pressione di progetto (bar)	16	16
temperatura massima (°C)	100	n.d.
temperatura di mandata (°C)	90	90
temperatura di ritorno (°C)	60	60

Note alla tabella:

I valori evidenziati in rosso si riferiscono a dati anomali oppure non disponibili (n.d.).

2.2.2. Struttura ed estensione della rete

La distribuzione del calore è effettuata mediante una rete diffusa nelle porzioni principali del concentrico di Bardonecchia, organizzata secondo uno schema di direttrici radiali con alcune maglie gestite in anello aperto.

Come descritto nel PSTLR, a partire dalle informazioni ricevute dal gestore è stato ricostruito un quadro di dettaglio della struttura della rete di teleriscaldamento e descritto ciascun ramo di dorsale e di allacciamento in termini di diametro nominale, estensione e anno di posa. L'estensione complessiva della rete di teleriscaldamento in esercizio a Bardonecchia è pari a poco più di 30 km, di cui circa 18 km di dorsali e la restante quota come condutture di allacciamento delle utenze. Il tratto principale in uscita dalla centrale ha diametro nominale DN400 e successivamente DN350. Le altre dorsali hanno dimensioni molto variabili, con prevalenza di DN100 e DN200. Nelle condutture di allacciamento prevalgono invece i DN32 e DN50.

Tali informazioni sono state acquisite da entrambi Proponenti e riportate nelle relazioni descrittive delle due proposte presentate, come rappresentazione dell'attuale consistenza della rete.

Entrambi i Proponenti individuano la possibilità di densificare ed estendere il servizio di teleriscaldamento (come descritto nel paragrafo 1.2.2). In merito alle previsioni di sviluppo della rete, le informazioni riportate dai Proponenti sono differenti, come di seguito illustrato (Tabella 2-2).

Nella proposta ENGIE, la posa delle nuove porzioni di rete è dettagliata nella relazione tecnica *Nuovo assetto della rete di teleriscaldamento* (A_TLR_BRD_PF_RTRe). Per la realizzazione dell'estensione di rete in zona via San Giorgio, che si sviluppa per un'estensione di circa 2 km a partire dalla rete esistente, è effettuata con la tipologia costruttiva delle tubazioni preisolate (la medesima della rete preesistente). Per le dorsali principali sono previsti diametri DN 150 mentre gli allacci verranno eseguiti con diametri DN 50 (zona di estensione) e DN 65 (densificazione).

Nella proposta ETSMA, l'estensione di rete è pari a 2,4 km a quali si aggiungono circa 5,4 km di riqualificazione delle tubazioni esistenti (descritto al successivo punto 2.2.3) per un totale di 7,8 km di interventi. I documenti tecnici della proposta non specificano però la tipologia costruttiva delle tubazioni impiegate per la realizzazione degli interventi sulla rete. In generale i diametri di cui è prevista l'installazione variano da DN 40 a DN 200; non sono però specificati quali diametri saranno impiegati per le dorsali principali dell'estensione. Si specifica che gli allacci dell'estensione saranno effettuati con DN 65, mentre nelle aree già servite i nuovi allacci saranno con DN 50.

Tabella 2-2 | Nuova estensione della rete: confronto proposte

	ENGIE	ETSMA
tipologia tubazioni	tubazioni preisolate (tubo servizio acciaio, guaina esterna HDPE, isolamento schiuma PUR)	n.d.
diametri di posa	DN 150 dorsale principale estensione DN 50 allacci estensione DN 65 densificazione servizio	n.d. dorsale principale estensione DN 65 allacci estensione DN 50 densificazione servizio
nuova estensione *km*	2,125	2,400

Note alla tabella:

I valori evidenziati in rosso si riferiscono a dati anomali oppure non disponibili (n.d.).

2.2.3. Interventi di riqualificazione tecnica della rete e delle sottocentrali

L'analisi dello sviluppo temporale del teleriscaldamento di Bardonecchia svolta nel PSTLR indica come oltre la metà delle dorsali di distribuzione calore sia in esercizio da almeno 20 anni e la quota restante da almeno 15 anni. Anche la quasi totalità degli allacciamenti risulta in esercizio da più di 15 anni. Le informazioni e i dati acquisiti dal Comune di Bardonecchia segnalano che negli ultimi anni si sono presentate diverse problematiche di esercizio con la necessità di interventi di manutenzione straordinaria per la sostituzione su interi tratti di dorsali e allacci. Ne consegue che il tema della riqualificazione tecnica della rete di distribuzione del calore e delle sottostazioni di scambio termico riveste una particolare rilevanza.

La proposta ENGIE dettaglia nella relazione tecnica *Nuovo assetto della rete di teleriscaldamento* le modalità e i tempi per l'esecuzione periodica della manutenzione ordinaria. Definisce inoltre le caratteristiche tecniche dei contatori di energia termica ad ultrasuoni di cui è prevista l'installazione nelle centrali termiche delle utenze. Nel quadro economico delle opere sono attribuiti importi nelle sezioni relative a "riqualificazione sottostazioni esistenti" e "interventi mtz rete". Tuttavia, nella trattazione tecnica della proposta ENGIE non si riscontrano indicazioni specifiche in merito alla programmazione di interventi di manutenzione straordinaria per la riqualificazione tecnica della rete di distribuzione calore e delle sottostazioni di scambio termico.

La proposta ETMSA contiene un piano di riqualificazione e ottimizzazione tecnica della rete di distribuzione e delle sottostazioni di scambio termico. Il piano si sviluppa nell'arco dei primi tre anni di Concessione e

concentra gli interventi nei periodi di minor carico dell'utenza, tra maggio e ottobre. Gli interventi previsti riguardano in particolare:

- la sostituzione dello scambiatore di calore, della valvola di regolazione e del quadro elettrico completo del regolatore locale, in tutte le sottostazioni esistenti;
- il rifacimento dei cablaggi di tutti i circuiti di telegestione, utilizzando i cavidotti esistenti;
- la sostituzione dei tratti critici dal punto di vista fluidodinamico nella rete di distribuzione, a seguito di una riprogettazione specifica (la stima dell'estensione della sostituzione è di circa 5,4 km di rete);
- un'ispezione predittiva attuata sul 20% della rete di distribuzione con l'obiettivo di rilevare dispersioni di calore (mediante l'impiego di telecamere a infrarossi) e individuare punti di perdita (mediante collimatori acustici);
- la posa di valvole di sezionamento per consentire la parzializzazione della rete di distribuzione, separando le dorsali principali dai rami secondari.

3. Centrale di generazione

3.1. Sintesi della valutazione

Si riporta una sintesi della valutazione delle proposte depositate dai due Proponenti per la centrale di generazione, in merito agli aspetti inerenti le caratteristiche e le dimensioni principali dei gruppi di generazione, nonché l'attuazione degli interventi di riqualificazione.

Sulla base della disamina tecnica svolta, come dettagliato nei paragrafi successivi, emergono alcuni elementi comuni alle due proposte (a meno di minime differenze) che possono essere riepilogati come segue:

- entrambi i Proponenti prevedono l'installazione di una nuova sezione di generazione a fonti rinnovabili alimentata a biomassa legnosa (cippato di legna), in coerenza con gli scenari di evoluzione indicati nel PSTLR;
- entrambi i Proponenti prevedono la sostituzione della sezione di cogenerazione esistente con una nuova sezione basata su motori a combustione interna alimentati a gas naturale equipaggiati con pompe di calore per il recupero dei cascami termici a bassa temperatura, in coerenza con gli scenari di evoluzione indicati nel PSTLR;
- entrambi i Proponenti prevedono il mantenimento di larga parte della sezione di integrazione e riserva esistente (con la dismissione di alcune unità caldaia), in coerenza con gli scenari di evoluzione indicati nel PSTLR;
- entrambi i Proponenti prevedono l'installazione di accumuli termici;
- entrambi i Proponenti prevedono di utilizzare l'attuale magazzino comunale, adiacente al fabbricato di centrale esistente, per adibirlo a nuovo fabbricato di centrale per l'installazione di nuove sezioni di generazione.

Le due proposte differiscono invece per alcuni aspetti di seguito evidenziati:

- nella proposta ETSMA la sezione a biomassa legnosa è equipaggiata con un'unità aggiuntiva a pompa di calore per il recupero del calore sensibile e latente sui fumi;
- nella proposta ENGIE la sezione di cogenerazione è costituita da un unico gruppo motore e dall'unità aggiuntiva a pompa di calore per il recupero del cascame termico del secondo stadio di intercooler;
- nella proposta ETSMA la sezione di cogenerazione è costituita da 5 gruppi motore, ciascuno dei quali con propria unità aggiuntiva a pompa di calore per il recupero sia del cascame termico del secondo stadio di intercooler che del calore sensibile e latente sui fumi,
- nella proposta ENGIE il nuovo fabbricato di centrale è dedicato ad ospitare la nuova sezione a biomassa legnosa con un'area mantenuta libera per una sua potenziale espansione, mentre la sezione di cogenerazione è collocata nel fabbricato esistente;
- nella proposta ETSMA il nuovo fabbricato di centrale è dedicato a ospitare sia la nuova sezione a biomassa legnosa che quella di cogenerazione, senza prevedere però aree libere per future espansioni impiantistiche;
- la proposta ENGIE descrive l'articolazione delle procedure autorizzative che intende attivare per la riqualificazione della centrale di generazione;
- la proposta ETSMA non contiene informazioni in merito alle procedure autorizzative;
- la proposta ENGIE prevede una programmazione temporale degli interventi che si sviluppa nell'arco di circa 6 anni, includendo la realizzazione del nuovo magazzino comunale e degli interventi di riqualificazione energetica degli edifici comunali;

- la proposta ETSMA prevede una programmazione temporale degli interventi che si sviluppa nell'arco di circa 4 anni, senza definire le tempistiche di realizzazione del nuovo magazzino comunale e degli interventi di riqualificazione energetica degli edifici comunali.

Nell'analisi sono emersi alcuni elementi potenzialmente critici inerenti:

- l'efficienza e le prestazioni dei recuperi termici effettuati mediante le pompe di calore che equipaggiano i gruppi di generazione della sezione a biomassa legnosa e della sezione di cogenerazione;
- la definizione della capacità termica degli accumuli e della potenza termica esportabile nelle differenti condizioni operative;
- la dimensione degli stoccaggi di cippato in relazione all'autonomia di esercizio della sezione a biomassa legnosa;
- le tempistiche di attuazione degli interventi di riqualificazione della centrale rispetto al mantenimento della funzione del magazzino comunale.

Tali criticità sono oggetto di specifici approfondimenti nella trattazione che segue.

3.2. Analisi

Si prendono in esame le indicazioni tecniche formulate dai due Proponenti riguardo al *revamping* della centrale di generazione. A tale scopo nei paragrafi seguenti i dati riportati nelle proposte presentate sono posti a confronto per quanto concerne le scelte impiantistiche, la loro coerenza tecnica rispetto alla domanda termica e ai livelli di temperatura richiesti dall'utenza e la collocazione spaziale dei singoli componenti. Inoltre, vengono prese in esame le scelte adottate in merito alla gestione dei procedimenti autorizzativi e alla scansione temporale della realizzazione degli interventi previsti.

3.2.1. Configurazione impiantistica

Come già indicato nel PSTLR, la centrale di generazione a servizio del sistema di teleriscaldamento di Bardonecchia richiede importanti azioni di sviluppo e riqualificazione impiantistica e funzionale, con particolare riferimento al macchinario principale. Queste indicazioni sono state recepite da entrambi Proponenti nelle ipotesi di intervento contenute nelle due proposte presentate per la futura configurazione della centrale di generazione.

L'attuale assetto impiantistico della centrale di generazione è definito nello stato di consistenza e funzionale descritto nella perizia del valore di stima, il cui ultimo aggiornamento[3] del marzo 2023 recepisce le evidenze emerse nel sopralluogo[4] svolto nel dicembre 2022. Tale assetto, riepilogato nella Tabella 3-1, prevede:

- una sezione cogenerativa costituita da 1 motore a combustione interna a gas naturale con potenza elettrica di 5,6 MW e termica di 5,1 MW, non riavviabile e pertanto da considerarsi dismesso;
- una sezione di integrazione e riserva costituita da 12 generatori di calore alimentati a gas naturale per complessivi 43,5 MW termici.

L'assetto impiantistico sopradescritto risulta parzialmente difforme da quanto riportato nell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA)[5]. Le difformità riguardano in particolare:

- per la caldaia di integrazione e riserva C202 non risultano evidenze tecniche del depotenziamento a 2,9 MW in ingresso dichiarato dal gestore e recepito nell'AIA, pertanto l'unità è da considerare con potenza in ingresso 8,7 MW;
- per la caldaia di integrazione e riserva C502 non risultano evidenze tecniche del depotenziamento a 5,9 MW in ingresso dichiarato dal gestore e recepito nell'AIA, pertanto l'unità è da considerare con potenza in ingresso 8,7 MW;
- le caldaie di integrazione e riserva C302, C303, C304 e C305 sono erroneamente indicate rispettivamente con codici C304, C305, C306 e C307, come dichiarati dal gestore e recepiti nell'AIA.

[3] Comune di Bardonecchia, "Perizia del valore di stima. Aggiornamento tecnico 2023", 30/03/2023, Consulente tecnico Ing. Sergio Bazzoli.

[4] Comune di Bardonecchia, "Verbale di sopralluogo", 22/12/2023, Centro Operativo Comunale (C.O.C.).

[5] Città Metropolitana di Torino, Autorizzazione Integrata Ambientale D.D. n. 3-502 del 14 gennaio 2014. L'assetto impiantistico citato è quello di cui all'aggiornamento per modifica non sostanziale del marzo 2022 (D.D. n. 4028 del 04/08/2022). Nel novembre 2023 è ulteriormente pervenuto un nuovo aggiornamento per modifica non sostanziale (D.D. n. 7525 del 21/11/2023) dove si dà conto della potenziale installazione di un'ulteriore unità di generazione. Allo stato attuale tale unità aggiuntiva non risulta entrata in esercizio.

Le proposte presentate da entrambi i Proponenti riprendono le informazioni inerenti l'assetto impiantistico attuale. Per effetto delle discrepanze segnalate vi sono ulteriori disallineamenti riguardo ai dati di potenza termica resa delle caldaie di integrazione e riserva di recente installazione (C103, C104, C105, C302, C303, C304, C305, C702, C703, C704), erroneamente indicati pari a 2,88 MW

- per le caldaie di integrazione e riserva C202 e C502 la potenza termica resa è da considerare pari a 8 MW, come specificato sulla targa dei corpi caldaia[4];
- per i gruppi di caldaie di integrazione e riserva di più recente installazione (C103÷5, C302÷5, C702÷4) la potenza termica resa è da considerare pari a 2,75 MW, come specificato sulla targa dei corpi caldaia[4].

Ove presenti, le discrepanze di cui sopra sono segnalate nel prosieguo della presente trattazione, al fine di consentire il riscontro tra proposte di intervento ed effettivo assetto impiantistico attuale.

Tabella 3-1 | Configurazione impiantistica attuale

gruppi di produzione	codici	unità	costruttore e modello	ubicazione	potenza entrante	potenza elettrica	potenza termica
					MW	*MW*	*MW*
cogenerazione							
motore a combustione interna a gas naturale	C801		Caterpillar G16CM34	PT	13,100	5,600	5,100
integrazione e riserva							
caldaia a gas naturale	C103÷5	3	Viessmann Vitomax HW M92B042	P1	2,960	- - -	2,750
caldaia a gas naturale	C202	1	Viessmann Vitomax LW M82B008	P1	8,700	- - -	8,000
caldaia a gas naturale	C302÷5	4	Viessmann Vitomax LW M82B002	P1	2,960	- - -	2,750
caldaia a gas naturale	C502	1	Viessmann Vitomax LW M84A041	PT	8,700	- - -	8,000
caldaia a gas naturale	C702÷4	3	Viessmann Vitomax HW M92B042	PT	2,960	- - -	2,750
dimensione della centrale di generazione	*unità*	*attive*	*stato di esercizio*				
cogenerazione		*0*	C801 non riavviabile		0,000	0,000	0,000
integrazione e riserva		*12*			47,000	- - -	43,500
totale potenza installata					**47,000**	**0,000**	**43,500**

Note alla tabella:

I valori di potenza termica sono da intendersi come potenza resa ovvero immessa sulla rete di teleriscaldamento.

Le ubicazioni del macchinario sono indicate come segue: fabbricato esistente P# - piano # e CO - copertura; nuovo fabbricato - NF.

Le proposte di sviluppo e riqualificazione della centrale di generazione avanzate da entrambi i Proponenti (dettagliati nella Tabella 3-2 e nella Tabella 3-3) comportano una serie di interventi, quali:

- l'installazione di nuovi gruppi di generazione e/o elementi di impianto, in alcuni casi in sostituzione di unità esistenti;
- il mantenimento di gruppi di generazione esistenti, con la dismissione di alcune unità.

Tabella 3-2 | Configurazione impiantistica prevista: proposta ENGIE

gruppi di produzione	codici	unità	costruttore e modello	ubicazione	potenza entrante	potenza elettrica	potenza termica
					MW	*MW*	*MW*
fonti rinnovabili							
caldaia a biomassa legnosa	C901		(Avogadro HW4000) non definito (a)	NF	4,760	- - -	4,000
+ pompa di calore	- - -		- - -	- - -	- - -	- - -	- - -
totale caldaia		1			4,760		4,000
cogenerazione							
motore a combustione interna a gas naturale	*C851*		Bergen Engines B36:45 L9AG	PT	10,660	5,040	4,750
+ pompa di calore	*PDC851*		Trane P220	CO	- - -	- 0,140	0,500
totale motore		1			10,660	4,900	5,250
integrazione e riserva							
caldaia a gas naturale	C103÷4	2	Viessmann Vitomax HW M82	P1	2,960	- - -	(2,880) 2,750 (b)
caldaia a gas naturale	C202	1	Viessmann M84A041	P1	(2,900) 8,700 (b)	- - -	(2,880) 8,000 (b)
caldaia a gas naturale	(C304÷6) C302÷4 (b)	3	Viessmann Vitomax HW M82	P1	2,960	- - -	(2,880) 2,750 (b)
caldaia a gas naturale	C502	1	Viessmann M84A041	PT	(5,900) 8,700 (b)	- - -	(5,850) 8,000 (b)
caldaia a gas naturale	C702÷4	3	Viessmann Vitomax HW M82	PT	2,960	- - -	(2,880) 2,750 (b)
accumuli termici							
serbatoio atmosferico di acqua calda		1	volume 230 m^3 temperatura 100°C capacità (10) 7,78 MWh	NF	- - -	- - -	(10,000) 7,780 (c)

dimensione della centrale di generazione	*unità*	*attive*				
fonti rinnovabili		*1*		4,760	- - -	4,000
cogenerazione		*1*		10,660	4,900	5,250
integrazione e riserva		*10*		41,080 (c)	- - -	38,000 (c)
accumulo termico		*1*		- - -	- - -	7,780 (c)
totale potenza installata			*senza accumulo termico*	**56,500** (c)	**4,900**	**47,250** (c)
			con accumulo termico	**56,500** (c)	**4,900**	**55,030** (c)

copertura del carico termico di picco	*unità*	*attive*	*ipotesi gruppi fuori servizio*	
fonti rinnovabili	*1 – 1 =*	*0*	C901	0,000
cogenerazione	*1 – 1 =*	*0*	C851+PDC851	0,000
integrazione e riserva	*10 – 1 =*	*9*	C202	30,000 (c)
accumulo termico		*1*	- - -	7,780
totale potenza disponibile			*senza accumulo termico*	**30,000** (c)
			con accumulo termico	**37,780** (c)
potenza di picco			*massima richiesta in rete*	**30,800**

Note alla tabella:

I valori di potenza termica sono da intendersi come potenza resa ovvero immessa sulla rete di teleriscaldamento.

Le ubicazioni del macchinario sono indicate come segue: fabbricato esistente P# - piano # e CO - copertura; nuovo fabbricato - NF.

I valori evidenziati in rosso si riferiscono a dati anomali oppure non disponibili (n.d.).

(a) Il nominativo indicato non corrisponde a un costruttore di componenti, bensì a uno sviluppatore di impianti.

(b) I dati e/o i codici identificativi riportati dal proponente non corrispondono a quelli di targa delle macchine installate.

(c) I valori riportati tengono conto delle correzioni apportate sugli errori evidenziati.

Tabella 3-3 | Configurazione impiantistica prevista: proposta ETSMA

gruppi di produzione	codici	unità	costruttore e modello	ubicazione	potenza entrante	potenza elettrica	potenza termica
					MW	*MW*	*MW*
fonti rinnovabili							
caldaia a biomassa legnosa	BIO1		Kohlbach K8-3000	NF	3,529	- - -	3,000
+ pompa di calore	PDC6		Trane RTWF 240 HE	NF	- - -	- 0,254	1,124
totale caldaia		1			3,529	- 0,254	4,124
cogenerazione							
motore a combustione interna a gas naturale	M1÷5		Jenbacher JMS 420	NF	2,999	1,298	1,356
+ pompa di calore	PDC1÷5		Trane RTWF 125 HE	NF	- - -	- 0,179	0,720
totale motore		5			2,999	1,119	2,076
integrazione e riserva							
caldaia a gas naturale	C103÷5	3	Viessmann Vitomax HW M92B042	P1	2,960	- - -	(2,880) 2,750 (a)
caldaia a gas naturale	C202	1	Viessmann Vitomax 300-LW	P1	(2,960) 8,700 (a)	- - -	(2,880) 8,000 (a)
caldaia a gas naturale	(C304÷7) C302÷5 (a)	4	Viessmann Vitomax HW M92B042	P1	2,960	- - -	(2,880) 2,750 (a)
caldaia a gas naturale	C702÷4	3	Viessmann Vitomax HW M92B042	PT	2,960	- - -	(2,880) 2,750 (a)
accumuli termici							
serbatoio atmosferico di acqua calda		1	volume 1.700 m^3 temperatura 93°C capacità 57 MWh	NF	- - -	- - -	18,000

dimensione della centrale di generazione	*unità*	*attive*					
fonti rinnovabili		1			3,529	- 0,254	4,124
cogenerazione		5			14,995	5,595	10,380
integrazione e riserva		11			38,300 (b)	- - -	35,500 (b)
accumulo termico		1			- - -	- - -	3,496 (c)
totale potenza installata			*senza accumulo termico*		**56,824** (b)	**5,341**	**50,004** (b)
			con accumulo termico		**56,824** (b)	**5,341**	**53,500** (b)

copertura del carico termico di picco	*unità*	*attive*	*ipotesi gruppi fuori servizio*		
fonti rinnovabili	*1 – 1 = 0*	*0*	BIO1+PDC6		0,000
cogenerazione	*5 – 1 = 4*	*4*	M#+PDC#		8,304
integrazione e riserva	*11 – 1 = 10*	*10*	C202		27,500 (b)
accumulo termico	*1*	*1*	- - -		9,696 (c)
totale potenza disponibile			*senza accumulo termico*		**35,804** (b)
			con accumulo termico		**45,500** (b)
potenza di picco			*massima richiesta in rete*		**35,000**

Note alla tabella:

I valori di potenza termica sono da intendersi come potenza resa ovvero immessa sulla rete di teleriscaldamento.

Le ubicazioni del macchinario sono indicate come segue: fabbricato esistente P# - piano # e CO - copertura; nuovo fabbricato - NF.

I valori evidenziati in rosso si riferiscono a dati anomali oppure non disponibili (n.d.).

(a) I dati e/o i codici identificativi riportati dal proponente non corrispondono a quelli di targa delle macchine installate.

(b) I valori riportati tengono conto delle correzioni apportate sugli errori evidenziati.

(c) La potenza erogabile dall'accumulo termico tiene conto delle limitazioni presenti nell'assetto di esercizio considerato.

Nel seguito le configurazioni proposte per la centrale di generazione vengono esaminate in base ai criteri generali indicati nel PSTLR, in particolare con riferimento agli aspetti seguenti:

- la definizione delle tipologie dei gruppi di generazione;
- la capacità installata in relazione alla potenza termica di picco del sistema di teleriscaldamento.

3.2.2. Fonti rinnovabili

Il PSTLR, in alcuni degli scenari di sviluppo analizzati, ha ipotizzato l'inserimento di gruppi di generazione alimentati a fonti rinnovabili. Tali ipotesi si sono concentrate sull'impiego di biomassa legnosa da gestione forestale (cippato di legna), in relazione agli aspetti seguenti:

- i livelli di temperatura di esercizio da garantire sulla rete di teleriscaldamento;
- la stagionalità della domanda di energia termica rispetto alla disponibilità della fonte energetica;
- l'esigenza di mantenere l'attuale organizzazione impiantistica della rete di distribuzione calore, con la produzione di energia termica collocata nel medesimo sito di centrale.

Entrambi i Proponenti hanno recepito tali indicazioni, con ipotesi progettuali che differiscono in termini di potenza installata e schemi di impianto adottati.

La proposta ENGIE prevede l'installazione di 1 gruppo di generazione termica alimentato a cippato di legna, basato sulla seguente unità:

- caldaia a griglia mobile (costruttore e modello non definiti) con potenza entrante (cippato di legna) di 4,76 MW e potenza termica erogata di 4,00 MW.

I parametri operativi di questa unità di generazione paiono in linea con quelli tipici per questa tipologia di macchinario.

La proposta ETSMA prevede l'installazione di 1 gruppo di generazione termica alimentato a cippato di legna ed energia elettrica, basato sulle seguenti unità:

- caldaia a griglia mobile *Kohlbach K8-3000* con potenza entrante (cippato di legna) di 3,53 MW e potenza termica erogata di 3,00 MW;
- pompa di calore acqua/acqua *Trane RTWF 240 HE* con potenza elettrica assorbita di 0,25 MW e potenza termica erogata di 1,12 MW.

I parametri operativi di queste unità di generazione paiono in linea con quelli tipici per queste tipologie di macchinario.

Come riportato negli schemi di impianto della proposta (Allegato 4) l'alimentazione termica (lato evaporatore) della pompa di calore è effettuato mediante un circuito di acqua a bassissima temperatura sul quale è disposto uno scambio termico con i fumi di scarico in uscita dalla caldaia. Il recupero è attuato raffreddando i fumi da 180°C a una temperatura inferiore (valore non precisato), incrementando da 30°C a 35°C la

temperatura del circuito di alimentazione della pompa di calore. Lo stesso schema (Allegato 4) indica che la produzione termica della pompa di calore è erogata in serie rispetto a quella della caldaia operando sul fluido termovettore di ritorno dalla rete di teleriscaldamento, la cui temperatura è innalzata da 63°C a 71°C prima di essere inviata in alimento caldaia.

Il recupero termico aggiuntivo dalla caldaia a biomassa richiede una specifica attenzione. L'entità, particolarmente elevata, ipotizzata per la potenza termica recuperata può essere raggiunta a condizione di catturare sia il calore sensibile che quello latente dei fumi ovvero provocando la condensazione di gran parte del loro contenuto di vapor d'acqua (derivante dalla combustione e dal contenuto idrico della biomassa legnosa). Nelle applicazioni con presenza di particolato nei fumi (come nel caso della biomassa legnosa) questa operazione può risultare difficoltosa se attuata mediante scambiatori convenzionali a superficie (tipicamente con tubi alettati), a causa dei notevoli fenomeni di sporcamento e contestuale corrosione.

La proposta ETSMA prevede invece il ricorso a una particolare modalità di scambio termico a miscela, attuata attraverso un raffreddamento dei fumi mediante il ricircolo e l'iniezione in sospensione di liquido di condensa nella corrente gassosa in uscita dalla caldaia. Come riportato nelle schede tecniche incluse nella proposta (Allegato 6), il recupero termico è pertanto suddiviso in tre distinte fasi in cascata:

- un primo scambio termico a miscela, attuato tra i fumi e le gocce di liquido di condensa iniettate in sospensione;
- la raccolta del liquido di condensa e il suo trattamento al fine di ridurre i solidi sospesi, catturati dall'effetto di lavaggio esercitato sui fumi nei quali vi è una residua presenza di particolato;
- un secondo scambio termico a superficie, attuato attraverso uno scambiatore a piastre, tra il liquido di condensa raccolto e il circuito di acqua a bassissima temperatura della pompa di calore.

Il funzionamento di questo sistema di recupero termico presenta alcuni aspetti potenzialmente critici, che possono determinare una riduzione significativa della potenza termica erogata indicata per questa sezione di generazione:

- il mancato raggiungimento delle prestazioni dichiarate per lo scambio termico a miscela tra fumi e condensa in sospensione;
- eccessivi oneri operativi e/o economici di gestione dei flussi di rifiuti solidi e liquidi derivanti dal trattamento del liquido di condensa dopo lo scambio;
- l'eventuale insorgenza di fenomeni di sporcamento e intasamento dello scambiatore a piastre tra liquido di condensa trattato circuito di acqua a bassissima temperatura della pompa di calore, a causa della presenza di solidi sospesi.

Il livello di dettaglio tecnico della proposta non consente di svolgere una specifica analisi sugli aspetti sopracitati. Pertanto, il funzionamento effettivo della soluzione adottata necessità di un puntuale riscontro operativo in sede di collaudo dell'impianto. Appare inoltre opportuno integrare il progetto con azioni correttive e/o soluzioni alternative idonee a garantire i risultati dichiarati nella proposta presentata.

Complessivamente, tenuto conto dell'integrazione con la pompa di calore, la sezione di generazione termica a cippato di legna ha una potenza entrante (cippato di legna) di 3,53 MW, una potenza elettrica assorbita di 0,25 MW e potenza termica erogata di 4,12 MW [6].

[6] Il valore complessivo delle potenze erogate risulta superiore alla somma delle potenze entranti in quanto, effettuando un recupero termico con condensazione, si intercetta parte del contenuto energetico del potere calorifico superiore del combustibile.

3.2.3. Cogenerazione

Il PSTLR ha segnalato la necessità di un intervento sulla sezione di cogenerazione. Tale previsione ha trovato conferma nell'aggiornamento della perizia del valore di stima, nella quale si è dato atto della condizione effettiva dell'attuale gruppo di cogenerazione C801 (motore a combustione interna Caterpillar), tuttora presente ma di fatto non più avviabile e pertanto non annoverabile tra le unità in esercizio.

Entrambi i Proponenti hanno recepito tali indicazioni, prevedendo la rimozione dell'unità di cogenerazione C801 e la sua sostituzione con nuove unità.

La proposta ENGIE prevede l'installazione di 1 gruppo di cogenerazione alimentato a gas naturale, basato sull'abbinamento delle seguenti unità:

- motore a combustione interna *Bergen Engines B36:45L9AG* con potenza entrante (gas naturale) di 10,66 MW, potenza elettrica erogata di 5,04 MW e potenza termica erogata di 4,75 MW;
- pompa di calore acqua/acqua *Trane P220* con potenza elettrica assorbita di 0,14 MW e potenza termica erogata di 0,50 MW.

I parametri operativi di queste unità di generazione paiono in linea con quelli tipici per queste tipologie di macchinario.

La proposta descrive l'alimentazione termica (lato evaporatore) della pompa di calore come proveniente dal circuito di raffreddamento a bassa temperatura del motore (LT) per il secondo stadio intercooler. Dagli schemi di impianto (Tav .50) non è però possibile riscontrare il dettaglio delle modalità collegamento della pompa di calore ai circuiti di recupero termico del motore. Gli stessi schemi sembrano indicare che la produzione termica della pompa di calore sia erogata in parallelo a quella del motore, operando un innalzamento della temperatura del fluido termovettore da 60°C a 90°C (fino al valore massimo di 100°C).

Il recupero termico aggiuntivo dal motore richiede una specifica attenzione.

Il valore, particolarmente elevato, ipotizzato per la temperatura di mandata sul circuito di erogazione della potenza termica (fissata pari a quella di mandata della rete di teleriscaldamento) può determinare una penalizzazione dell'efficienza di conversione energetica dell'unità pompa di calore. Il mancato raggiungimento delle prestazioni dichiarate può determinare riduzioni significative della potenza termica recuperata (a parità di consumo elettrico) oppure una riduzione della potenza elettrica erogata (a parità di potenza termica recuperata) rispetto a quanto indicato per questa sezione di generazione.

Il livello di dettaglio tecnico della proposta non consente di svolgere una specifica analisi sull'aspetto sopracitato. Pertanto, il funzionamento effettivo della soluzione adottata necessità di un puntuale riscontro operativo in sede di collaudo dell'impianto. Appare inoltre opportuno integrare il progetto con azioni correttive e/o soluzioni alternative idonee a garantire i risultati dichiarati nella proposta presentata.

Complessivamente, tenuto conto dell'integrazione con la pompa di calore, la sezione di cogenerazione ha una potenza entrante (gas naturale) di 10,66 MW, una potenza elettrica erogata di 4,90 MW e potenza termica erogata di 5,25 MW.

La proposta ETSMA prevede l'installazione di 5 gruppi di cogenerazione alimentati a gas naturale, ciascuno dei quali basato sull'abbinamento delle seguenti unità:

- motore a combustione interna *Jenbacher JMS 420* con potenza entrante (gas naturale) di 3,00 MW, potenza elettrica erogata di 1,30 MW e potenza termica erogata di 1,36 MW;

- pompa di calore acqua/acqua *Trane RTWF 125 HE* con potenza elettrica assorbita di 0,18 MW e potenza termica erogata di 0,72 MW.

I parametri operativi di queste unità di generazione paiono in linea con quelli tipici per queste tipologie di macchinario.

Come riportato negli schemi di impianto della proposta (Allegato 1) l'alimentazione termica (lato evaporatore) della pompa di calore è effettuato mediante un circuito di acqua a bassissima temperatura sul quale sono disposti in serie tra loro due scambiatori per raccogliere due differenti contributi termici:

- un primo contributo dall'ulteriore raffreddamento dei gas di scarico del motore (dopo lo scambiatore di recupero diretto con il fluido termovettore), che vengono portati da 120°C a 30°C incrementando da 25°C a 30°C la temperatura del circuito di alimentazione della pompa di calore;
- un secondo contributo dal circuito di raffreddamento a bassa temperatura del motore (LT) per il secondo stadio intercooler, che viene raffreddato da 50°C a 44°C incrementando fino a 31°C la temperatura del circuito di alimentazione della pompa di calore.

Lo stesso schema (Allegato 1) indica che la produzione termica della pompa di calore è erogata in serie rispetto a quella del motore operando sul fluido termovettore di ritorno dalla rete di teleriscaldamento, la cui temperatura è innalzata da 63°C a 68°C prima di essere inviata agli scambiatori di recupero termico diretto del motore.

Il recupero termico aggiuntivo dal motore richiede una specifica attenzione.

L'entità, particolarmente elevata, ipotizzata per la potenza termica recuperata dai gas di scarico del motore può essere raggiunta a condizione di catturare sia il calore sensibile che quello latente dei fumi ovvero provocando la condensazione di gran parte del loro contenuto di vapor d'acqua (derivante dalla combustione del gas naturale). A differenza di quanto già osservato nel caso della biomassa legnosa, data la sostanziale assenza di particolato nei gas di scarico del motore, questa operazione può essere attuata senza particolari difficoltà mediante scambiatori convenzionali a superficie (tipicamente a tubi alettati). Il mancato raggiungimento delle prestazioni di recupero termico dichiarate può determinare una riduzione significativa della potenza termica erogata indicata per questa sezione di generazione.

Il livello di dettaglio tecnico della proposta non consente di svolgere una specifica analisi sull'aspetto sopracitato. Pertanto, il funzionamento effettivo della soluzione adottata necessità di un puntuale riscontro operativo in sede di collaudo dell'impianto. Appare inoltre opportuno integrare il progetto con azioni correttive e/o soluzioni alternative idonee a garantire i risultati dichiarati nella proposta presentata.

Complessivamente, tenuto conto dell'integrazione con la pompa di calore, la sezione di cogenerazione ha una potenza entrante (gas naturale) di 15,00 MW, una potenza elettrica erogata di 5,60 MW e potenza termica erogata di 10,38 MW [6].

3.2.4. Integrazione e riserva

L'attuale assetto impiantistico della centrale è caratterizzato dalla presenza di caldaie di integrazione e riserva alimentate a gas naturale, di installazione relativamente recente.

Entrambi i Proponenti prevedono di mantenere larga parte di questa sezione preesistente, limitandosi alla dismissione di alcune unità.

La proposta ENGIE prevede la dismissione delle seguenti unità di integrazione e riserva:

- caldaia C105 *Viessmann Vitomax HW M92B042* con potenza entrante (gas naturale) di 2,96 MW e potenza termica erogata di 2,75 MW;
- caldaia C305 *Viessmann Vitomax LW M82B002* con potenza entrante (gas naturale) di 2,96 MW e potenza termica erogata di 2,75 MW.

Complessivamente, tenuto conto delle dismissioni, la sezione di integrazione e riserva assume una potenza entrante (gas naturale) di 41,08 MW e potenza termica erogata di 38,00 MW.

La proposta ETSMA prevede la dismissione delle seguenti unità di integrazione e riserva:

- caldaia C502 *Viessmann Vitomax LW M84A041* con potenza entrante (gas naturale) di 8,70 MW e potenza termica erogata di 8,00 MW;

Complessivamente, tenuto conto delle dismissioni, la sezione di integrazione e riserva assume una potenza entrante (gas naturale) di 38,30 MW e potenza termica erogata di 35,50 MW.

3.2.5. Accumuli termici

Il profilo di domanda termica delle utenze è caratterizzato da variazioni significative nell'arco della giornata. Le condizioni di picco nella stagione invernale più fredda vengono normalmente gestite ricorrendo a caldaie di integrazione, con un impatto negativo in termini di consumo di energia primaria ed emissioni di CO_2. L'accumulo termico contribuisce a ovviare a tali problematiche permettendo di incrementare l'impiego di sistemi di generazione più efficienti (fonti rinnovabili e/o cogenerazione).

Entrambi i Proponenti prevedono l'installazione di accumuli termici.

La proposta ENGIE prevede l'installazione di 1 accumulo termico attuato mediante:

- serbatoio atmosferico con capacità di 230 m^3, temperatura massima di accumulo pari a 100°C e differenza di temperatura tra mandata e ritorno di 40°C.

La capacità termica dall'accumulo richiede una specifica attenzione.

Il valore indicato dal Proponente per l'accumulo, pari a 10,00 MWh (Allegato B) non risulta coerente con le dimensioni e le condizioni operative indicate, in particolare per il valore, particolarmente elevato, ipotizzato per la temperatura massima di accumulo (assunta pari a quella massima di mandata della rete di teleriscaldamento). Non trattandosi di un serbatoio pressurizzato, non si ritiene tecnicamente possibile effettuare lo stoccaggio di acqua a pressione atmosferica alla temperatura di 100°C. Prendendo in considerazione una condizione operativa con temperatura massima di accumulo pari a 90°C (ovvero pari a quella ordinaria di mandata della rete di teleriscaldamento), l'energia termica accumulabile risulta pertanto pari a 7,78 MWh (anziché 10,00 MWh ipotizzati dal Proponente).

Per quanto concerne le fasi di carico e scarico, l'accumulo termico insiste sul medesimo circuito esistente di centrale, a sua volta connesso alla rete di teleriscaldamento. Pertanto, non sussistono limitazioni alle potenze termiche trasferibili, a meno del dimensionamento dei sistemi di pompaggio. La proposta non contiene

dettagli in merito a questo aspetto. È possibile ritenere che la capacità termica dell'accumulo possa essere caricata o scaricata in 1 h. Pertanto, la potenza termica trasferibile può essere assunta pari a pari a 7,78 MW (ovvero 10,00 MW utilizzando la capacità ipotizzata dal Proponente).

La proposta ETSMA prevede l'installazione di 1 accumulo termico attuato mediante:

- serbatoio atmosferico con capacità di 1700 m^3, temperatura massima di accumulo pari a 93°C e differenza di temperatura tra mandata e ritorno di 30°C.

La capacità termica dell'accumulo, pari a 57,00 MWh risulta coerente con le dimensioni e le condizioni operative indicate (di poco inferiore a quella calcolabile). Come precisato dal Proponente, il dimensionamento dell'accumulo deriva dalle ipotesi formulate in sede di simulazione oraria di esercizio, riguardo all'effettuazione del suo carico notturno. Considerando un assetto di esercizio con la sezione a biomassa legnosa e la sezione di cogenerazione entrambe a carico nominale, la potenza termica disponibile è pari a 14,50 MW. Contestualmente a tale assetto, nelle ore notturne (dalle 23:00 alle 5:00) la domanda termica dell'utenza risulta sempre al di sopra di 5,00 MW, pertanto per la potenza termica in eccesso è possibile ipotizzare un valore massimo intorno a 9,50 MW per un periodo di circa 6 h. Il volume dell'accumulo termico è pertanto tarato in funzione dell'entità di tale energia termica disponibile.

La potenza termica massima erogabile dall'accumulo termico richiede una specifica attenzione.

Come indicato dal Proponente (Allegato 8), il complesso dei gruppi di generazione di nuova installazione (biomassa legnosa e cogenerazione) e dell'accumulo termico insiste su un circuito dedicato, separato da quello della centrale di generazione esistente. L'immissione della potenza termica sul circuito esistente (e da questo verso la rete di teleriscaldamento) avviene attraverso un sistema di interfaccia, costituito da un gruppo di scambiatori dimensionato per una potenza nominale complessiva di 18,00 MW[7].

La dimensione di tale sistema di interfaccia non introduce limitazioni nella fase di carico dell'accumulo termico (precedentemente esaminata), in quanto questa avviene interamente nell'ambito del nuovo circuito dedicato. Viceversa, tale dimensione costituisce un collo di bottiglia nella fase di scarico, in quanto la potenza termica erogabile dall'accumulo termico è limitata alla quota residua della potenza termica esportabile verso la rete di teleriscaldamento (attraverso il circuito esistente di centrale).

Considerando un assetto di esercizio con la sezione a biomassa legnosa e la sezione di cogenerazione entrambe a carico nominale, la potenza termica erogata è pari a 14,50 MW. Pertanto, in tale assetto la quota residua di potenza termica esportabile, ovvero erogabile dall'accumulo termico, risulta limitata a 3,50 MW. A condizione di parzializzare o disattivare progressivamente i gruppi di generazione di nuova installazione, tale valore può crescere fino al limite di potenza esportabile del sistema di interfaccia, ovvero 18,00 MW.

[7] La proposta prevede la presenza di 3 scambiatori con potenza termica nominale di 6 MW. Inoltre, è previsto un ulteriore scambiatore di scorta da alternare a quelli di esercizio, in caso si manifestino esigenze di cicli frequenti di pulizia per problemi di sporcamento dovuti alla presenza di solidi sospesi nel circuito dell'acqua di rete. In ogni caso il numero di scambiatori attivi è da considerare pari a 3 con una potenza termica complessiva di 18 MW.

3.2.6. Copertura del carico termico di picco

Note le configurazioni previste per la centrale di generazione, si procede alla verifica della capacità delle unità installate di far fronte al carico termico orario massimo (detto di picco) richiesto sulla rete di distribuzione del calore.

La valutazione deve essere effettuata ponendo a confronto il carico termico di picco con il valore effettivo della potenza complessivamente disponibile alla punta da parte delle unità di generazione, tenendo conto di potenziali fermate programmate e/o impreviste. Tipicamente, nella prassi di analisi e gestione dei sistemi di teleriscaldamento, in corrispondenza della punta si ipotizza la disponibilità di N-1 unità per sezione della centrale (fonti rinnovabili, cogenerazione, integrazione e riserva). La potenza disponibile è valutata senza e con apporto dell'accumulo termico a pieno carico.

Le due proposte prendono in esame valori differenti del carico termico di picco.

Nella proposta ENGIE il carico termico di picco è assunto pari a 30,8 MW. Tale valore pare non tenere in considerazione l'estensione e la densificazione del servizio e pertanto risulta sensibilmente inferiore a quello indicato nel PSTLR per l'utenza potenziale, pari a 35 MW.

Il carico termico di picco assunto nella proposta ETSMA coincide invece con quello indicato dal PSTLR.

La Tabella 3-4 pone a confronto tra potenza termica disponibile alla punta e richiesta sulla rete di teleriscaldamento, secondo i valori rivisti e ricalcolati in accordo con le considerazioni svolte nella presente trattazione.

Tabella 3-4 | Copertura del carico termico di picco

		ENGIE	ETSMA
potenza termica richiesta in rete di teleriscaldamento			
carico termico di picco	MW	35,00	35,00
potenza termica disponibile alla punta			
gruppi di generazione (N-1)	MW	30,00	35,80
gruppi di generazione (N-1) + accumuli termici	MW	37,78	45,50
copertura			
gruppi di generazione (N-1)	%	86%	102%
gruppi di generazione (N-1) + accumuli termici	%	108%	130%

Note alla tabella:

Valori di potenza indicati sono quelli ricalcolati in accordo con le considerazioni svolte nella presente trattazione.

Nella proposta ENGIE i gruppi di generazione in configurazione N-1 (Tabella 3-2) erogano una potenza termica disponibile alla punta rispettivamente pari a 30,00 MW, in grado di far fronte solo parzialmente (86%)

al carico termico di picco. Per garantire la piena copertura (108%) è necessario fare ricorso al contributo degli accumuli termici, incrementando la potenza termica a 37,78 MW.

Nella proposta ETSMA i gruppi di generazione in configurazione N-1 (Tabella 3-3) erogano una potenza termica disponibile alla punta rispettivamente pari a 35,80 MW, in grado di far fronte interamente (102%) al carico termico di picco. Anche in tale assetto di esercizio, la dimensione del sistema di interfaccia (18,00 MW) limita la potenza termica complessivamente esportabile verso la rete di teleriscaldamento (attraverso il circuito esistente di centrale) da parte dei gruppi generazione di nuova installazione e degli accumuli termici. Conteggiando il contributo di questi ultimi, che si attesta intorno a 9,50 MW, la copertura sale considerevolmente (130%) incrementando la potenza termica a 45,50 MW.

In Tabella 3-5 è riportato un compendio delle configurazioni impiantistiche previste dai Proponenti.

Tabella 3-5 | Riepilogo configurazione impiantistica

	ENGIE				ETSMA			
	numero gruppi	potenza entrante	potenza elettrica	potenza termica	numero gruppi	potenza entrante	potenza elettrica	potenza termica
	-	*MW*	*MW*	*MW*	-	*MW*	*MW*	*MW*
fonti rinnovabili								
caldaie a biomassa legnosa	1	4,760		4,000	1	3,529		3,000
+ pompa di calore							-0,254	1,124
Totale fonti rinnovabili	**1**	**4,760**		**4,000**	**1**	**3,529**	**-0,254**	**4,124**
fonti fossili								
motori a combustione interna a gas naturale	1	10,660	5,040	4,750	5	14,995	6,490	6,780
+ pompe di calore			-0,140	0,500			-0,895	3,600
totale cogenerazione	1	10,660	4,900	5,250	5	14,995	5,595	10,380
caldaie di integrazione e riserva a gas naturale	10	41,080		38,000	11	38,300		35,500
Totale fonti fossili	**11**	**51,740**	**4,900**	**43,250**	**16**	**53,295**	**5,595**	**45,880**
accumuli termici								
Totale accumuli termici	**1**			**7,780**	**1**			**3,496**
Totale centrale	**13**	**56,500**	**4,900**	**55,030**	**18**	**56,824**	**5,341**	**53,500**

Note alla tabella:

I valori di potenza termica sono da intendersi come potenza resa ovvero immessa sulla rete di teleriscaldamento.

Valori di potenza indicati sono quelli ricalcolati in accordo con le considerazioni svolte nella presente trattazione.

3.2.7. Organizzazione e ubicazione dei componenti di centrale

La centrale di generazione è ubicata a sud-est dell'abitato di Bardonecchia (località Courbè), in un'area industriale ricompresa tra la sponda orografica destra della Dora Riparia e il percorso della linea ferroviaria Torino-Modane. All'interno di tale area, accessibile dalla Strada Statale 25, il fabbricato di centrale è collocato a ridosso del magazzino comunale.

La struttura del fabbricato di centrale esistente presenta una pianta pseudo-triangolare e si sviluppa su 2 piani fuori terra. Nell'assetto impiantistico attuale, l'ubicazione del macchinario e dei sistemi principali di centrale è rappresentata in Figura 3-1 e risulta essere il seguente:

- al piano terra sono presenti 4 celle e alcuni locali nei quali sono alloggiati sistemi di pompaggio e trattamento dell'acqua della rete di teleriscaldamento;
- al primo piano è presenti una sala macchine con 3 aree, la sala controllo e alcuni locali quadri elettrici;
- sul tetto del fabbricato, calpestabile e attrezzato per ospitare impianti, sono collocati la stazione di riduzione e misura del gas naturale, i camini di emissione dei gruppi di generazione e i dissipatori di calore dei motori a combustione interna.

Come già indicato nel PSTLR, gli spazi dell'attuale fabbricato di centrale non sono sufficienti per la realizzazione degli interventi di sviluppo e riqualificazione impiantistica e funzionale. Pertanto, è stato ipotizzato l'impiego dell'attuale magazzino comunale, adiacente il fabbricato centrale, per la collocazione di ulteriori funzioni impiantistiche.

Queste indicazioni sono state recepite da entrambi Proponenti nelle ipotesi di intervento contenute nelle due proposte presentate per la futura disposizione della centrale di generazione.

Nella disposizione ipotizzata nella proposta ENGIE (rappresentata in Figura 3-2) le aree interne al fabbricato di centrale esistente mantengono la struttura originale. I macchinari di cui non è prevista la dismissione mantengono la medesima posizione.

La nuova sezione di cogenerazione trova collocazione nel fabbricato di centrale esistente:

- il nuovo motore a combustione interna del gruppo di cogenerazione (denominato ora C851) nella cella a piano terra liberata dalla demolizione del preesistente motore (C801);
- il recupero con pompa di calore (PDC851) e del sistema di abbattimento (SCR851) del nuovo motore in copertura.

Gli spazi del nuovo fabbricato di centrale (attuale magazzino comunale) sono interamente dedicati a ospitare la nuova sezione a biomassa legnosa (C901). All'interno della struttura sono inoltre previste un'area per la movimentazione del cippato e una zona dedicata a future espansioni della sezione a biomassa legnosa. Il serbatoio di stoccaggio per l'accumulo termico è collocato nell'area esterna di fronte al nuovo fabbricato di centrale (lato piazzale di accesso).

Anche nella disposizione ipotizzata nella proposta ETSMA (rappresentata in Figura 3-3) le aree interne al fabbricato di centrale esistente mantengono la struttura originale. I macchinari di cui non è prevista la dismissione mantengono la medesima posizione.

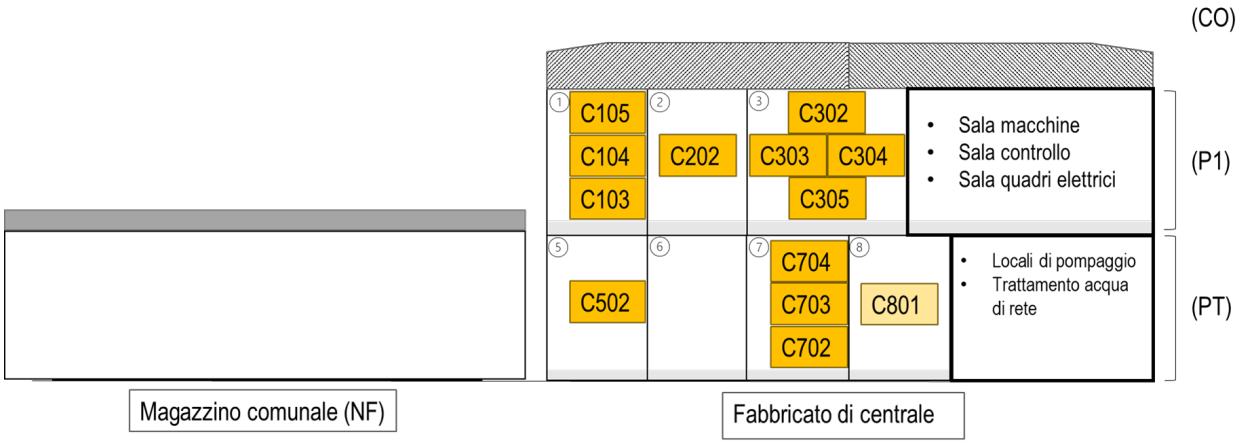


Figura 3-1 | Ubicazione macchinario e sistemi principali di centrale: attuale

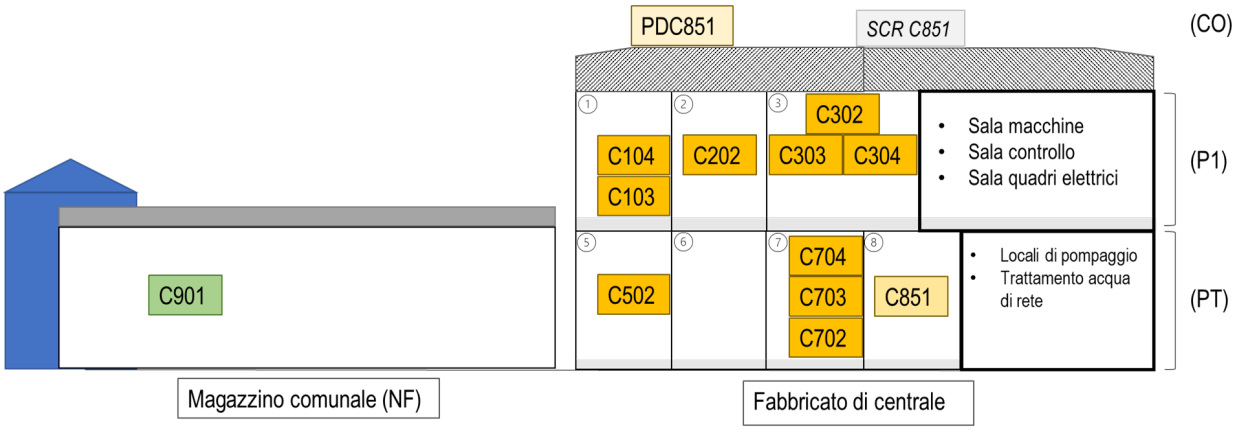


Figura 3-2 | Ubicazione macchinario e sistemi principali di centrale: proposta ENGIE

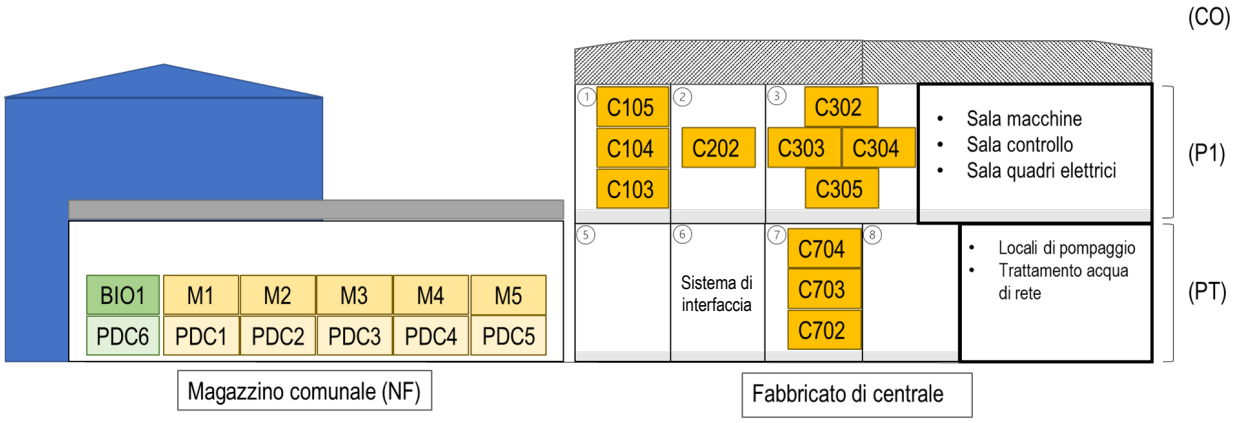


Figura 3-3 | Ubicazione macchinario e sistemi principali di centrale: proposta ETSMA

Nel fabbricato di centrale esistente non è prevista l'installazione di nuove unità di generazione ma esclusivamente del sistema di interfaccia tra i circuiti di centrale nuovo ed esistente, in corrispondenza della cella a piano terra originariamente occupata da un'unità caldaia ora dismessa (C602).

Gli spazi del nuovo fabbricato di centrale (attuale magazzino comunale) sono dedicati a ospitare:

- la nuova sezione a biomassa legnosa (BIO1 + PDC6);
- la nuova sezione di cogenerazione (M1□5 + PDC1□5).

All'interno della struttura sono inoltre previste aree per lo stoccaggio e la movimentazione del cippato. Non sono previste zone dedicate a future espansioni dei gruppi di generazione. Il serbatoio di stoccaggio per l'accumulo termico è collocato all'esterno sul retro del nuovo fabbricato di centrale (lato opposto a quello del piazzale di accesso) ma in un ingombro planimetrico ricavato all'interno del perimetro originario dell'attuale magazzino comunale).

In Tabella 3-5 è riportato un compendio delle previsioni dei Proponenti per quanto concerne la gestione del cippato presso la centrale di generazione.

Tabella 3-6 | Riepilogo gestione cippato in centrale

		ENGIE		ETSMA	
stoccaggio cippato					
area stoccaggio	m^2	187,0	tettoia esterna dimensioni 17 m x 11 m	120,0	area interna dimensioni 15 m x 8 m
volume stoccato	m^3	680,0	cumulo altezza media 3,6 m	335,0	cumulo altezza media 2,8 m
movimentazione cippato					
area disponibile	m^2	430,0	aree interne (a) dimensioni 25 m x 14 m dimensioni 8 m x 10 m	112,5	area interna (a) dimensioni 15 m x 7,5 m
caratteristiche medie del cippato					
densità	kg/m^3	300		270	
potere calorifico inferiore	kWh/kg	2,766 (b)		2,813	
autonomia della generazione					
combustibile stoccato	MWh	564,3		254,4	
potenza entrante biomassa legnosa (carico nominale)	MW	4,760		3,529	
durata esercizio in autonomia (carico nominale)	h	118,5	(~ 5 giorni)	72,1	(~ 3 giorni)

Note alla tabella:

(a) Dato desumibile dalla planimetria del nuovo fabbricato di centrale (Allegato 9).

(b) Dato desumibile dal rapporto tra i dati di energia e massa annua del combustibile utilizzato (Allegato C).

Nella proposta ENGIE lo stoccaggio di cippato è in grado di garantire il funzionamento della sezione a biomassa legnosa a carico nominale per circa 5 giorni. Si tratta di un'autonomia di esercizio non particolarmente elevata, considerando le potenziali difficoltà logistiche nell'approvvigionamento a Bardonecchia in caso di intense nevicate nel comprensorio.

Le aree assegnate alla movimentazione del cippato sono particolarmente ampie, di estensione più che doppie rispetto a quella di stoccaggio. Inoltre, all'interno del nuovo fabbricato di centrale è presente un'ulteriore area, di dimensioni pressoché corrispondenti, mantenuta libera per l'eventuale futura espansione della sezione a biomassa legnosa. Pertanto, è ragionevole immaginare un utilizzo, ove necessario, di alcune porzioni di queste aree come stoccaggio aggiuntivo temporaneo. Ipotizzando di dedicare a tale funzione circa ¼ delle aree complessivamente disponibili si raggiungerebbe un potenziale incremento dell'autonomia di esercizio fino a circa 10 giorni.

Nella proposta ETSMA lo stoccaggio di cippato è in grado di garantire il funzionamento della sezione a biomassa legnosa a carico nominale per circa 3 giorni. Si tratta di un'autonomia di esercizio critica, considerando le potenziali difficoltà logistiche nell'approvvigionamento a Bardonecchia in caso di intense nevicate nel comprensorio.

L'area assegnata alla movimentazione del cippato ha un'estensione di poco inferiore a quella di stoccaggio. Appare pertanto limitato il suo potenziale come stoccaggio aggiuntivo temporaneo. Anche ipotizzando di dedicare a tale funzione circa ½ dell'area disponibile per la movimentazione, l'incremento dell'autonomia di esercizio non raggiungerebbe i 5 giorni.

3.2.8. Procedure autorizzative

L'esercizio attuale della centrale è autorizzato mediante Autorizzazione Integrata Ambientale (di seguito AIA) D.D. n. 3-502 del 14 gennaio 2014 rilasciata dall'allora Provincia di Torino (ora Città metropolitana di Torino) in relazione all'attività Impianti di combustione con potenza termica di combustione di oltre 50 MW. L'AIA è stata oggetto di aggiornamenti successivi. La scadenza dell'AIA vigente è attualmente fissata al 14 gennaio 2030 in quanto il sistema di gestione ambientale della Centrale attualmente possiede le seguenti certificazioni:

- ISO 14001, ottenuta nel 2008 in relazione ai campi di attività "produzione di energia elettrica" e "produzione e distribuzione di acqua calda tramite caldaie a gas metano";
- EMAS, ottenuta nel 2008 in relazione ai campi di attività "produzione di energia elettrica" e "fornitura di vapore e aria condizionata".

L'attuazione degli interventi di sviluppo e riqualificazione impiantistica e funzionale richiedono lo svolgimento di procedure autorizzative inerenti i cambiamenti nella tipologia e nelle dimensioni dei gruppi di generazione e delle relative emissioni in atmosfera.

Nella proposta ENGIE il percorso autorizzativo è previsto secondo un'articolazione in due fasi operative e autorizzative distinte.

Nella prima fase (denominata fase 1) sono previste la dismissione caldaie C105 e C305 e la sostituzione del motore C801 con la nuova sezione cogenerativa: nuovo motore C851 con installazione sulla copertura del

sistema di abbattimento SCR851 e recupero termico con pompa di calore PDC851. In questa fase la potenza entrante totale installata scende al di sotto dei 50 MW. Questo comporta l'uscita dal campo di applicazione dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) e richiede una contestuale richiesta di rilascio dell'Autorizzazione Unica (AU) alla costruzione e all'esercizio di un impianto di cogenerazione con potenza termica inferiore a 300 MW (art. 11 del D. Lgs. 115/08). Il Proponente prevede la presentazione dell'istanza a Città Metropolitana in seguito all'aggiudicazione della gara in modo da poter intervenire sulla centrale alla conclusione del primo anno di Concessione al rilascio dell'AU (tempo di rilascio 180 giorni).

Nella seconda fase (denominata fase 2) è prevista l'installazione della sezione a biomassa legnosa. Anche in questa fase la potenza entrante totale installata è mantenuta al di sotto della soglia di 50 MW e quindi al di fuori del campo di applicazione dell'Autorizzazione Integrata Ambientale. La realizzazione degli ulteriori interventi della fase 2 dovrà pertanto essere presentata alla Città Metropolitana di Torino istanza di modifica sostanziale dell'Autorizzazione Unica ottenuta nella fase 1.

La proposta ETSMA non riporta elementi descrittivi del percorso autorizzativo.

3.2.9. Programmazione temporale

In Figura 3-4 è rappresentata la programmazione temporale prevista per la realizzazione degli interventi.

Nella proposta ENGIE gli interventi di riqualificazione della centrale di generazione si sviluppano negli anni 1 e 2, in accordo con il progredire delle fasi autorizzative. Gli interventi sulla rete di distribuzione del calore sono diluiti tra l'anno 1 e l'anno 5.

La realizzazione del nuovo magazzino comunale (in sostituzione di quello attuale da adibire a nuovo fabbricato di centrale) risulta collocata nella parte centrale dell'anno 2. La realizzazione della nuova sezione a biomassa legnosa (collocata all'anno 2) richiede l'effettuazione degli interventi di adeguamento dell'attuale magazzino comunale, per la sua conversione a nuovo fabbricato di centrale. Questi sono previsti nella parte finale dell'anno 2, con una sovrapposizione di un mese rispetto alla realizzazione del nuovo magazzino comunale. Queste ipotesi possono dare origine potenziali ritardi nell'attuazione del programma complessivo degli interventi, dovuta alla necessità di garantire la piena disponibilità della funzione del magazzino comunale, di fondamentale importanza per le attività del Comune di Bardonecchia (tra cui la Protezione Civile).

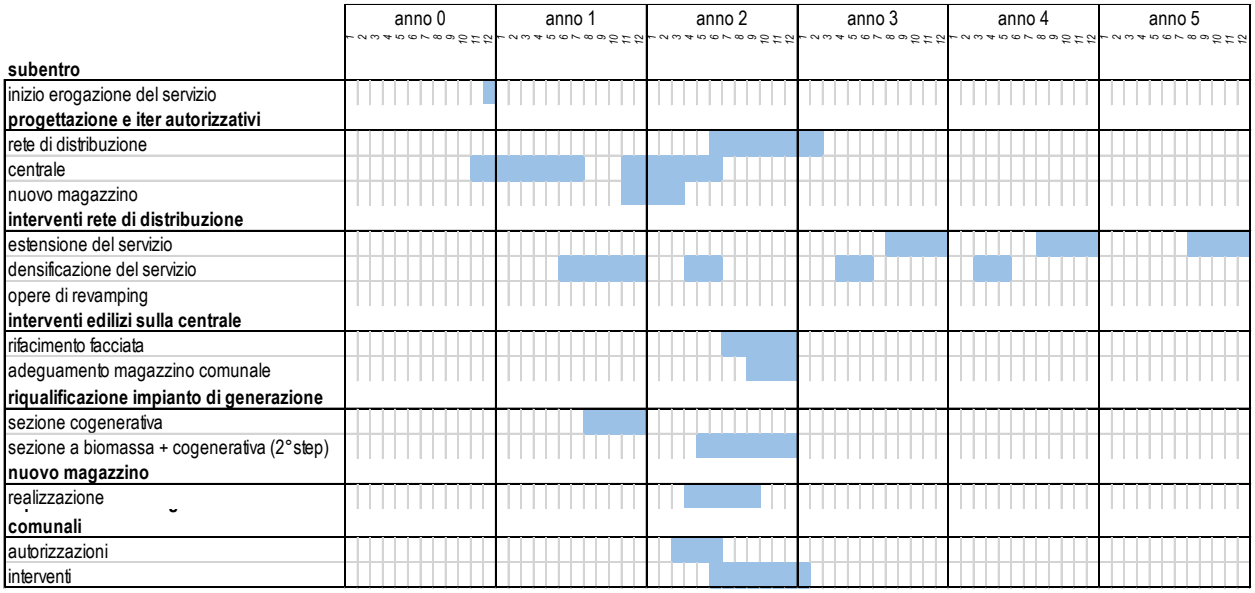
La realizzazione degli interventi sugli edifici comunali risulta collocata in prevalenza nell'anno 2.

Nella proposta ETSMA gli interventi di riqualificazione della centrale di generazione sono concentrati in larga prevalenza nell'anno 1, in accordo con il progredire delle fasi autorizzative. Gli interventi sulla rete di distribuzione del calore sono diluiti tra l'anno 1 e l'anno 3.

Non sono presenti dettagli temporali in merito alla realizzazione del nuovo magazzino comunale (in sostituzione di quello attuale da adibire a nuovo fabbricato di centrale). In assenza di programmazione degli interventi di adeguamento dell'attuale magazzino comunale, per la sua conversione a nuovo fabbricato di centrale, le tempistiche previste per la realizzazione delle nuove sezioni di cogenerazione e a biomassa legnosa (entrambe collocate nella seconda metà dell'anno 1) risultano particolarmente stringenti. Queste ipotesi possono dare origine potenziali ritardi nell'attuazione del programma complessivo degli interventi, dovuta alla necessità di garantire la piena disponibilità della funzione del magazzino comunale, di fondamentale importanza per le attività del Comune di Bardonecchia (tra cui la Protezione Civile).

Non sono presenti dettagli temporali in merito alla realizzazione degli interventi sugli edifici comunali.

Proposta ENGIE - Cronoprogramma degli interventi



Proposta ETSMA - Cronoprogramma degli interventi

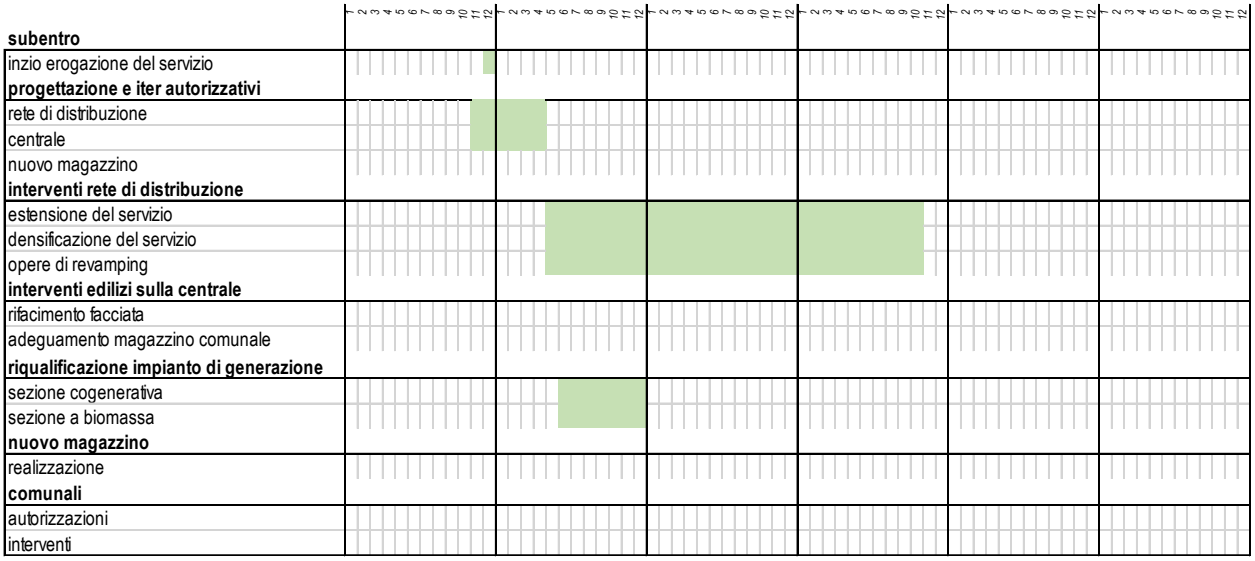


Figura 3-4 | Programmazione temporale

4. Bilancio energetico

4.1. Sintesi della valutazione

Si riporta una sintesi della valutazione delle proposte depositate dai due Proponenti, in merito agli aspetti inerenti il bilancio energetico conseguito con le rispettive configurazioni impiantistiche e di esercizio.

Sulla base della disamina tecnica svolta, come dettagliato nei paragrafi successivi, emergono alcuni elementi comuni alle due proposte (a meno di minime differenze) che possono essere riepilogati come segue:

- entrambi i Proponenti hanno svolto una simulazione di esercizio oraria, sulla base di curve di domanda termica definite a partire dagli andamenti elaborati nel PSTLR;
- in entrambe le proposte le rispettive sezioni di cogenerazione conseguono la qualifica di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)
- in entrambe le proposte le rispettive sezioni di cogenerazione accedono allo strumento di incentivazione dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) per un periodo di 10 anni;
- in entrambe le proposte le rispettive configurazioni impiantistiche e di esercizio conseguono dell'assimilazione a uso industriale (defiscalizzazione) per il gas naturale consumato.

Le due proposte differiscono invece per alcuni aspetti di seguito evidenziati:

- nella proposta ENGIE la simulazione di esercizio condotta è basata su curve di domanda termica corrispondenti a un valore sottostimato del fabbisogno dell'utenza;
- nella proposta ETSMA la simulazione di esercizio condotta è basata su curve di domanda termica corrispondenti al valore del fabbisogno dell'utenza stimato dal PSTLR;
- nella proposta ENGIE la produzione annua di energia termica risulta ripartita per il 31% circa da fonti rinnovabili (biomassa legnosa), il 46% circa da cogenerazione ad alto rendimento (di cui il 4% circa come recuperi attuati con pompa di calore) e per la restante quota da integrazione e riserva;
- nella proposta ETSMA la produzione annua di energia termica risulta ripartita per il 39% circa da fonti rinnovabili (biomassa legnosa, di cui l'11% circa come recuperi attuati con pompa di calore), il 53% circa da cogenerazione ad alto rendimento (di cui il 18% circa come recuperi attuati con pompa di calore) e per la restante quota da integrazione e riserva;
- la proposta ENGIE è in grado di mantenere la qualifica di teleriscaldamento efficiente (stabilita dalla nuova Direttiva EED) fino alla fine del 2034;
- la proposta ETSMA è in grado di mantenere la qualifica di teleriscaldamento efficiente (stabilita dalla nuova Direttiva EED) fino alla fine del 2039.

Nell'analisi delle simulazioni di esercizio sono emersi alcuni elementi critici inerenti:

- i disallineamenti nei risultati di esercizio di entrambe le proposte, dovuti alle differenze tra le caratteristiche effettive delle caldaie a gas naturale della sezione di integrazione e riserva, rispetto a quelle assunte da Proponenti;
- i disallineamenti nei risultati di esercizio della proposta ETSMA dovuti alla mancata produzione di energia termica della sezione a biomassa legnosa durante il suo periodo di fermata annuale per manutenzione programmata;
- i disallineamenti nei risultati di esercizio della proposta ENGIE dovuti alla sovrastima della capacità dell'accumulo termico;

- le discrepanze nei risultati di esercizio della proposta ENGIE, dovuti alla presenza di differenti serie di valori tra loro discordanti.

Le criticità sopracitate sono oggetto di specifici approfondimenti nella trattazione svolta nell'Allegato A.

Ulteriori di elementi analisi riguardano:

- le discrepanze nella quantificazione energetica ed economica dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) ottenibili dalla proposta ENGIE, dovuti alla presenza di differenti valori tra loro discordanti;
- le potenzialità per azioni correttive attuabili da entrambi i Proponenti (ancorché non incluse nel perimetro realizzativo delle proposte depositate) per il mantenimento della qualifica di teleriscaldamento efficiente.

Tali criticità sono oggetto di specifici approfondimenti nella trattazione che segue.

4.2. Analisi

Si prendono in esame le indicazioni tecniche formulate dai due Proponenti riguardo al bilancio energetico del sistema di teleriscaldamento. A tale scopo nei paragrafi seguenti i dati riportati nelle proposte presentate sono posti a confronto per quanto concerne sulle ipotesi formulate per il funzionamento dei vari componenti del sistema e i risultati di esercizio attesi.

4.2.1. Criteri di simulazione

La valutazione dei principali risultati energetici e ambientali di un sistema di teleriscaldamento necessità della determinazione, attraverso una simulazione di esercizio, degli elementi che concorrono a definirne il bilancio energetico:

- i consumi di energia primaria (combustibili);
- i consumi di energia elettrica per servizi ausiliari e per l'alimentazione di pompe di calore;
- la produzione e l'immissione in rete di energia elettrica;
- la produzione di energia termica.

La simulazione di esercizio consiste nella definizione di una programmazione del funzionamento delle centrali di generazione. Tale programmazione è costruita prioritariamente in funzione delle esigenze di produzione termica per l'alimentazione del sistema di teleriscaldamento (nel gergo dell'impiantistica energetico è detto "carico termico comanda"). La simulazione di esercizio è pertanto sviluppata formulando (con passo temporale orario o giornaliero) le ipotesi di copertura del carico termico totale richiesto in rete da parte di ciascun gruppo di generazione, in funzione delle relative caratteristiche tecniche.

Le ipotesi di copertura del carico termico devono essere basate sul relativo andamento, descritto mediante curve cumulate (a passo orario o giornaliero) oppure cronologiche (pertanto a passo orario). In presenza di accumuli termici è necessario svolgere la simulazione su base cronologica oraria, per tenere conto degli effetti di disaccoppiamento temporale del profilo complessivo di generazione rispetto a quello di immissione in rete, e per verificare la coerenza del loro dimensionamento con le quantità massime di energia da accumulare.

Una volta stabilita la programmazione temporale della generazione termica, coerentemente con le caratteristiche tecniche dei gruppi di generazione, è possibile definire (con il medesimo passo temporale) le corrispondenti programmazioni della produzione elettrica, dei consumi di combustibili e di energia elettrica, della cessione elettrica in rete.

4.2.2. Domanda termica

Le previsioni inerenti all'esercizio di un sistema di teleriscaldamento sono sviluppate a partire dai fabbisogni di energia termica da soddisfare, in termini entità e andamento temporale. Il fabbisogno termico complessivo che deve essere soddisfatto dal sistema di teleriscaldamento è determinato dalla somma di due componenti:

- il fabbisogno termico complessivo dell'utenza servita;

- le perdite per dispersione termica sulla rete di teleriscaldamento.

In Tabella 4-1 sono riepilogati gli elementi che determinano il fabbisogno termico complessivo, come riportati da due Proponenti.

Tabella 4-1 | Fabbisogni termici complessivi

parametro	ENGIE	ETSMA
Fabbisogni termici dell'utenza servita		
volumetria totale (mil. m^3)	1,475	1,470
energia termica totale erogata alle utenze (GWh/anno)	55,0	63,0
energia termica specifica media erogata alle utenze (kWh/m^3 anno)	37,3	42,9
Perdite termiche sulla rete di teleriscaldamento		
energia termica totale dispersa in rete (GWh/anno)	9,7	10,7
quota perdite di rete (%)	*15%*	*14,8%*
estensione complessiva della rete (km)	32	n.d.
perdita di rete specifica (GWh/km)	1,625	n.d.
Fabbisogni termici del sistema di teleriscaldamento		
energia termica totale richiesta in rete (GWh/anno)	64,7	73,7

Note alla tabella:
I dati dell'energia termica specifica e delle perdite di rete sono stati calcolati in base ai valori di energia indicati dai proponenti.
I valori evidenziati in rosso si riferiscono a dati anomali oppure non disponibili (n.d.).

I dati riportati nella proposta ENGIE presentano le anomalie già discusse al punto 1.2.3. A dispetto di una volumetria servita complessiva in linea con il dato indicato dal PSTLR (poco meno di 1,5 mil. m^3), il fabbisogno termico dell'utenza teleriscaldata è stimato su un livello sensibilmente inferiore, pari a 55 GWh (anziché 63 GWh valutati nel PSTLR). Le perdite di rete sono stimate nella misura del 15%, determinando un fabbisogno termico del sistema di teleriscaldamento pari a 65 GWh (anziché 74 GWh valutati nel PSTLR), nuovamente sottostimato per le motivazioni sopraesposte.

I dati riportati nella proposta ETSMA risultano in linea quelli indicati dal PSTLR, sia per la volumetria servita complessiva (poco meno di 1,5 mil. m^3) che per il fabbisogno termico dell'utenza teleriscaldata e del sistema di teleriscaldamento (rispettivamente 63 GWh e 74 GWh). Le perdite di rete sono stimate nella misura di poco meno del 15%.

Sulla base dell'entità del fabbisogno termico complessivo è possibile descrivere l'andamento cronologico (tipicamente orario) della potenza termica richiesta dal sistema di teleriscaldamento, da soddisfare con la produzione termica della centrale di generazione. Nel caso in esame, tale descrizione è possibile a partire dall'attuale curva oraria di domanda termica elaborata nel PSTLR, che il Comune di Bardonecchia ha messo a disposizione di entrambi i Proponenti, nell'ambito delle richieste di approfondimento delle versioni intermedie delle proposte.

La proposta ENGIE contiene un'unica rappresentazione della curva di domanda termica, coincidente con il fabbisogno termico delle utenze indicato al punto 4.2.1 (55 GWh/a) e quindi affetto dalle anomalie già discusse al punto 1.2.3. Pur determinando una significativa sottostima rispetto agli incrementi previsti per la volumetria servita, questa rappresentazione della domanda termica è presa in esame nella presente trattazione per coerenza con le ipotesi e i dati energetici e ambientali ottenuti nelle simulazioni condotte dal Proponente.

La proposta ETSMA contiene due rappresentazioni della curva di domanda termica:

- una prima curva tarata sulla condizione di fabbisogno termico delle utenze nei primi tre anni di Concessione (55 GWh/a, come descritto al punto 1.2.3);
- una seconda curva tarata sulla condizione di fabbisogno termico delle utenze a regime, ovvero in seguito agli interventi di densificazione ed estensione del servizio (63 GWh/a, come descritto descritta al punto 1.2.3 e riepilogata al punto 4.2.1).

4.2.3. Priorità di esercizio

Il soddisfacimento della domanda termica avviene coinvolgendo progressivamente la produzione dei singoli gruppi di generazione, secondo logiche di attivazione basate su criteri di priorità di esercizio. Attraverso l'applicazione di tali criteri al passo temporale della curva di domanda termica, si ottiene la programmazione oraria del funzionamento dei gruppi di generazione.

Entrambi i Proponenti assumono lo stesso ordine di priorità nell'entrata in esercizio delle sezioni di generazione, come di seguito riepilogato:

1. sezione a biomassa legnosa;
2. sezione di cogenerazione;
3. sistemi di accumulo termico;
4. sezione di integrazione e riserva.

Per quanto concerne il carico dei sistemi di accumulo termico, entrambi i Proponenti assumono di utilizzare energia termica proveniente dalla sezione a biomassa legnosa e dalla sezione di cogenerazione.

4.2.4. Risultati di esercizio

Entrambe le Proponenti hanno sviluppato simulazioni orarie di esercizio del funzionamento della centrale di generazione, data una curva di domanda termica.

Tali simulazioni sono state analizzate, individuando alcuni disallineamenti e discrepanze inerenti i risultati di esercizio e le modalità di elaborazione dei calcoli effettuati. Pertanto, ai fini della presente trattazione, si è proceduto a una ricostruzione dei valori delle grandezze necessarie all'analisi energetica e ambientale, sulla base di un'analisi puntuale del contenuto dei documenti costituenti la proposta. I dettagli dell'analisi sono

riportati nell'Allegato A. Per ciascuna grandezza sono riepilogati i differenti valori indicati, i criteri di scelta adottati e il valore assunto nella valutazione.

Nel presente paragrafo si descrivono i bilanci energetici di esercizio dei sistemi di teleriscaldamento previsti nelle due proposte, in termini di dati annui di generazione e consumo. I dati utilizzati (riportati nelle figure e nelle tabelle seguenti) sono quelli ottenuti a seguito della revisione svolta sulle simulazioni di esercizio presentate dai Proponenti, come illustrato in dettaglio nell'Allegato A.

Sulla base dei risultati ottenuti, la ripartizione della produzione di energia termica risulta essere la seguente:

- la proposta ENGIE prevede di produrre energia termica come di seguito illustrato in figura, circa il 65% di energia termica proviene da gas naturale, il 4% da pompa di calore e il 31% da biomassa;
- la proposta ETSMA prevede di produrre energia termica come di seguito illustrato in figura, circa il 43% di energia termica proviene da gas naturale, il 18% da pompe di calore e il 38% da biomassa di cui il 10% recuperato con pompa di calore.

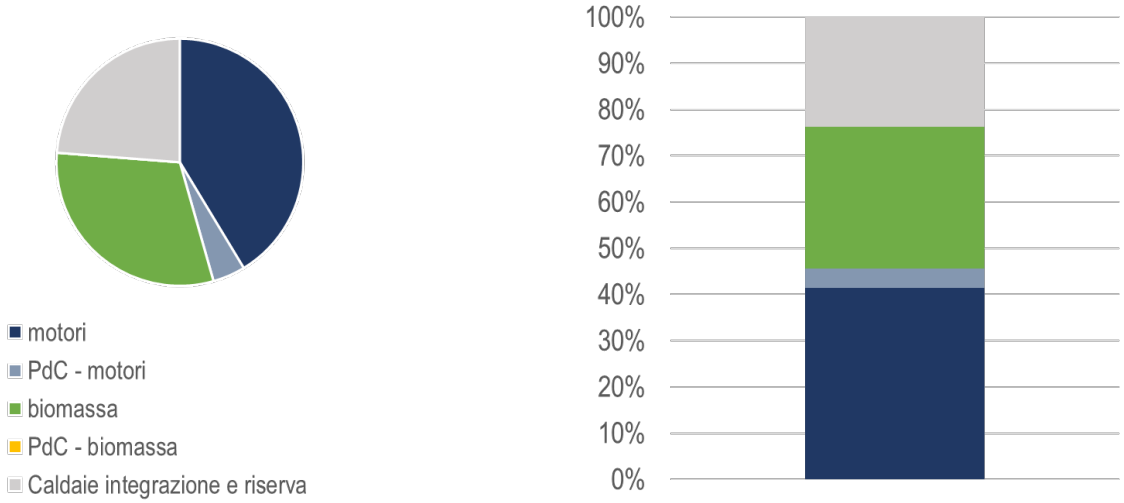


Figura 4-1 | Proposta ENGIE: ripartizione produzione energia termica

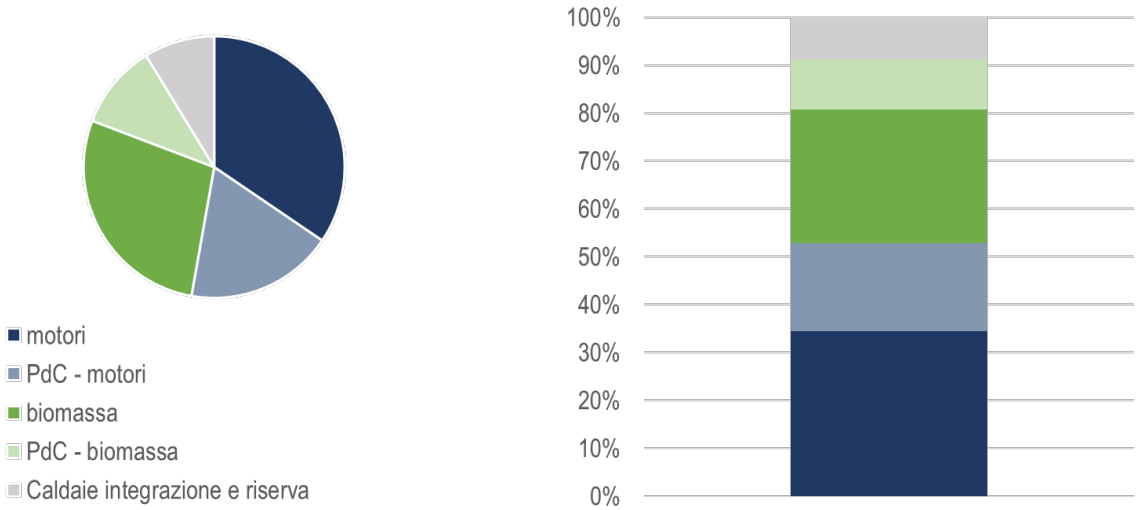


Figura 4-2 | Proposta ETSMA: ripartizione produzione energia termica

Tabella 4-2 | Proposta ENGIE: bilancio energetico di esercizio

BILANCIO ENERGETICO ENERGIA PRIMARIA	Totale (GWh/anno)	(%)	note
GENERAZIONE			
fonti rinnovabili (biomassa legnosa)			
caldaie a biomassa legnosa	23,3	22%	
fonti fossili (gas naturale)			
motori a combustione interna a gas naturale	65,6	62%	(a)
caldaie di integrazione e riserva a gas naturale	16,6	16%	(a)
totale gas naturale	82,2	78%	(a)
energia primaria totale consumata	105,5	100%	(a)

BILANCIO ENERGETICO ENERGIA ELETTRICA	Totale (GWh/anno)	(%)	note
GENERAZIONE			
fonti fossili			
motori a combustione interna a gas naturale	29,5	100%	(a)
- pompe di calore	- 0,8	- 3%	(a)
energia elettrica totale generata	28,8	97%	(a)
AUTOCONSUMI			
fonti rinnovabili			
pompe di calore caldaia a biomassa			
consumi interni			
servizi ausiliari di centrale e di rete	-2,8	-9%	(a)
energia elettrica totale autoconsumata	-2,8	-9%	(a)
CESSIONE IN RETE			
energia elettrica totale immessa in rete	25,9	88%	(a)

BILANCIO ENERGETICO ENERGIA TERMICA	Totale (GWh/anno)	(%)	note
GENERAZIONE			
fonti rinnovabili			
cessione di calore da impianti a fonti rinnovabili	19,8	*31%*	
caldaie a biomassa legnosa	19,8	*31%*	
+ pompe di calore			
fonti fossili			
cessione di calore da impianti cogenerativi	29,5	*46%*	*(a)*
motori a combustione interna a gas naturale	26,8	*41%*	*(a)*
+ pompe di calore	2,8	*4%*	*(a)*
caldaie di integrazione e riserva a gas naturale	15,4	*24%*	*(a)*
energia termica totale immessa in rete	65	*100%*	
UTENZA TERMICA			
energia termica totale erogata alle utenze	55	*85%*	
perdite di rete [%]	15%		

Note alla tabella:

I valori di energia primaria relativi alla biomassa legnosa sono riferiti a un potere calorifico inferiore di 2,80 kWh/kg (W 40%).

I valori di energia primaria relativi al gas naturale sono riferiti a un potere calorifico inferiore di 9,59 kWh/Sm^3.

I valori evidenziati in rosso si riferiscono a dati anomali oppure non disponibili (n.d.).

(a) valore ricalcolato con riduzione del contributo dell'accumulo termico del 20%

Tabella 4-3 | Proposta ETSMA: bilancio energetico di esercizio

BILANCIO ENERGETICO ENERGIA PRIMARIA	Totale (GWh/anno)	(%)	note
GENERAZIONE			
fonti rinnovabili (biomassa legnosa)			
caldaie a biomassa legnosa	24,2	27%	(a)
fonti fossili (gas naturale)			
motori a combustione interna a gas naturale	57,9	65%	(a)
caldaie di integrazione e riserva a gas naturale	6,6	7%	
totale gas naturale	64,5	73%	(a)
energia primaria totale consumata	88,7		(a)

BILANCIO ENERGETICO ENERGIA ELETTRICA	Totale (GWh/anno)	(%)	note
GENERAZIONE			
fonti fossili			
motori a combustione interna a gas naturale	23,3	100%	(a)
- pompe di calore	-3,4	-14%	(a)
energia elettrica totale generata	21,0	86%	(a)
AUTOCONSUMI			
fonti rinnovabili			
pompe di calore caldaia a biomassa	-1,7	-7%	(a)
consumi interni			
servizi ausiliari di centrale e di rete	-0,97	-4%	
energia elettrica totale autoconsumata	-2,7	-11%	(a)
CESSIONE IN RETE			
energia elettrica totale immessa in rete	18,2	75%	(a)

BILANCIO ENERGETICO ENERGIA TERMICA	Totale (GWh/anno)	(%)	note
GENERAZIONE			
fonti rinnovabili			
cessione di calore da impianti a fonti rinnovabili	28,3	38%	(a)
caldaie a biomassa legnosa	20,6	28%	
+ pompe di calore	7,7	10%	(a)
fonti fossili			
cessione di calore da impianti cogenerativi	38,9	53%	(a)
motori a combustione interna a gas naturale	25,4	34%	(a)
+ pompe di calore	13,5	18%	(a)
caldaie di integrazione e riserva a gas naturale	6,4	9%	
energia termica totale immessa in rete	73,7	100%	
UTENZA TERMICA			
energia termica totale erogata alle utenze	63,0	86%	
perdite di rete [%]	14%		

Note alla tabella:

I valori di energia primaria relativi alla biomassa legnosa sono riferiti a un potere calorifico inferiore di 2,80 kWh/kg (W 40%).

I valori di energia primaria relativi al gas naturale sono riferiti a un potere calorifico inferiore di 9,59 kWh/Sm^3.

I valori evidenziati in rosso si riferiscono a dati anomali oppure non disponibili (n.d.).

(a) valore ricalcolato considerando periodo di fermo per manutenzione programmata annua dell'impianto (dal 1 al 15 luglio)

4.2.5. Defiscalizzazione del gas naturale

I sistemi di teleriscaldamento con cogenerazione a gas naturale possono accedere ad agevolazioni relative all'imposizione fiscale sui combustibili, che si articolano come segue:

- una prima agevolazione relativa al consumo complessivo di gas naturale per l'alimentazione dell'intero sistema di teleriscaldamento;
- la seconda agevolazione specificatamente riferita ai gruppi di cogenerazione.

Attraverso la prima forma di agevolazione, ai fini dei criteri di tassazione sui combustibili fissati dalla vigente normativa, il teleriscaldamento è assimilato agli usi industriali, anche quando le forniture di calore agli utenti finali riguardano attività di tipo civile. L'applicazione delle accise per uso industriale comporta una rilevante riduzione dei costi di approvvigionamento del gas naturale, essendo queste sensibilmente inferiori (di oltre un ordine di grandezza) a quelle previste per gli usi civili. Tale opportunità è soggetta allo stringente rispetto di requisiti inerenti al dimensionamento e l'esercizio dei sistemi di teleriscaldamento, formulabili come segue:

1. un vincolo di dimensionamento sulle centrali di generazione a servizio del sistema di teleriscaldamento in cui sono presenti i gruppi di cogenerazione, che richiede una potenza elettrica nominale installata in cogenerazione pari ad almeno il 10% del valore complessivo della potenza termica nominale installata (determinata come somma su tutti i gruppi di generazione, sia elettrici che termici)
2. un vincolo di esercizio sul funzionamento annuale dei gruppi di cogenerazione, per il rispetto delle condizioni CAR (descritte al punto 4.2.5)
3. un vincolo di esercizio sul funzionamento annuale del sistema di teleriscaldamento, per il quale l'energia elettrica complessivamente prodotta in cogenerazione (determinata come somma su tutti i gruppi di cogenerazione connessi al sistema) deve essere pari ad almeno il 10% dell'energia termica complessivamente prodotta (determinata come somma su tutti i gruppi di generazione, sia elettrici che termici, connessi al sistema)

Appare evidente come le agevolazioni fiscali riconosciute al gas naturale impiegato per teleriscaldamento rivestano una notevole valenza economica. In particolare, l'ottenimento dell'assimilazione a uso industriale costituisce un presupposto di estrema importanza. Il rispetto dei requisiti sopraccitati diviene pertanto un vincolo sostanzialmente cogente in termini di criteri di dimensionamento ed esercizio, introducendo un limite inferiore alla potenza dei gruppi di cogenerazione e alla relativa produzione in esercizio.

L'attuale situazione impiantistica non consente di integrare i requisiti richiesti per la defiscalizzazione del gas naturale per uso teleriscaldamento, a causa dell'impossibilità di esercire l'unico gruppo di cogenerazione presente in centrale.

Si procede alla verifica del rispetto dei requisiti per il riconoscimento di uso industriale sul consumo di gas per teleriscaldamento per entrambe le proposte presentate dai Proponenti. In Tabella 4-11 sono riepilogate le potenze installate e l'energia prodotte. Ambedue i requisiti risultano rispettati per entrambe le proposte, che sono pertanto idonee ad accedere alla defiscalizzazione (a meno delle ulteriori verifiche trattare al punto 4.2.5).

I valori di potenza ed energia utilizzati per i calcoli di verifica sono quelli risultanti a seguito dei riallineamenti e dei ricalcoli effettuati su entrambe le proposte. Ripretendendo i calcoli di verifica ai valori di potenza ed energia indicati dai Proponenti, i requisiti risultano comunque rispettati per entrambe le proposte.

Tabella 4-4 | Defiscalizzazione del gas naturale

			ENGIE	ETSMA
potenze installate				
potenza elettrica da cogenerazione *(al netto delle pompe di calore)*	MW	A	5,0	6,50
potenza termica da cogenerazione *(comprensiva delle pompe di calore)*	MW	B	5,3	10,4
potenza termica da caldaie di integrazione e riserva	MW	C	38,0	35,5
potenza termica da caldaia a cippato *(comprensiva delle pompe di calore)*	MW	D	4,0	4,1
potenza termica totale installata	MW	E = B+C+D	47,3	50,0
energia prodotta				
energia elettrica da cogenerazione	GWh	F	29,5	24,3
energia termica totale *(immessa in rete di teleriscaldamento)*	GWh	J = G+H+I	64,7	73,7
verifica requisiti				
potenza elettrica da cogenerazione / potenza termica totale	≥ 10%	A / E	10,7%	13,0%
emerga elettrica da cogenerazione / energia termica totale	≥ 10%	F / J	45,7%	33,0%
idoneità alla defiscalizzazione gas naturale			✓	✓

4.2.6. Cogenerazione ad Alto Rendimento

L'efficienza dei processi di produzione combinata di energia elettrica e calore (generalmente indicati con il termine di cogenerazione) è valutata in relazione al risparmio di energia primaria conseguito rispetto alla produzione separata delle medesime quantità di energia elettrica (ad opera del parco termoelettrico nazionale) e di energia termica (ad opera di un generatore di calore convenzionale).

Agli impianti di cogenerazione è riconosciuta un'ampia serie di priorità, agevolazioni e incentivi, quando rispettano la condizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR) che coincide con il conseguimento di una soglia minima di risparmio di energia primaria. Tale livello è posto pari al 10% (oppure 0% per gli impianti di taglia inferiore a 1 MWe) ed è verificato annualmente mediante il calcolo dell'indice *Primary Energy Saving* (PES).

Tra le principali prerogative di interesse, nel caso degli impianti di cogenerazione a servizio di sistemi di teleriscaldamento è opportuno segnalare come la qualifica CAR costituisca un requisito preliminare per l'ottenimento dei seguenti vantaggi:

- l'assimilazione ad uso industriale dei consumi di gas naturale dell'intero sistema di teleriscaldamento, abilitata dalla presenza di gruppi di cogenerazione con qualifica CAR;
- l'applicazione dell'aliquota ridotta per produzione di energia elettrica a una quota dei consumi di gas naturale dei gruppi di cogenerazione con qualifica CAR;
- l'accesso al meccanismo incentivante dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE), riconosciuti in quantità proporzionale al risparmio energetico (RISP) conseguito annualmente dai gruppi di cogenerazione con qualifica CAR (in caso di nuova costruzione o rifacimento di unità esistenti).

Rispetto alle modalità di esercizio, risulta pertanto preferibile operare i gruppi di cogenerazione in funzione dell'effettivo fabbisogno dell'utenza termica servita riducendo al minimo le condizioni di funzionamento in regime di dissipazione di calore producibile.

L'attuale impianto di cogenerazione non percepisce TEE e risulta in funzione da oltre 12 anni. Le unità di cogenerazione che richiedono l'accesso ai TEE, possono essere inquadrate nella categoria "rifacimento" qualora l'intervento venga realizzato su un'unità di produzione elettrica cogenerativa o non cogenerativa in esercizio da almeno 12 anni, che comporti la totale ricostruzione o la sostituzione con componenti nuovi di almeno due dei componenti principali. Il rifacimento determina l'aggiornamento della data di entrata in esercizio.

Entrambi i Proponenti ipotizzano di accedere alla qualifica CAR, per un totale di 10 anni a partire dal secondo anno di concessione, e stimano il risparmio energetico annuo previsto, corrispondente ai quantitativi annui di TEE ottenibili.

Nella proposta ENGIE sono presenti differenti quantificazioni risparmio energetico annuo.

La "Relazione Tecnica: Nuova configurazione impiantistica" (Allegato B) riporta un valore pari a:

- 3.111 tep/anno, senza riferimenti temporali.

Il PEF incluso nella Proposta riporta invece valori differenti, articolati temporalmente come segue:

- 2.320 tep/anno nel primo anno di incentivazione (secondo anno di concessione);
- 3.843 tep/anno dal secondo all'ottavo anno di incentivazione (dal terzo al nono anno di concessione);
- 2.320 tep/anno nel nono e decimo anno di incentivazione (dal decimo e undicesimo anno di concessione).

I valori indicati nel PEF per stime di ottenimento di TEE non trovano riscontro rispetto ai dati e alle informazioni contenute nella "Relazione Tecnica: Nuova configurazione impiantistica" (Allegato B), in nessuno degli anni di Concessione. Inoltre, l'andamento delle stime di TEE esposto nel PEF non trova corrispondenza con le ipotesi formulare nel PEF stesso in merito alla riduzione della domanda termica per l'utenza Qualora tale eventualità si verificasse (ancorché tecnicamente immotivata nella proposta) dovrebbe modificare l'esercizio della sezione di cogenerazione e pertanto determinare una riduzione nel calcolo dei TEE ottenibili.

Le discrepanze tra i valori riportati nella proposta riguardano anche la quantificazione economica attribuita al valore unitario dei TEE. La "Relazione Tecnica: Nuova configurazione impiantistica" (Allegato B) riporta un valore pari a 200 €/tep. Il PEF incluso nella Proposta riporta valori differenti, riporta invece un valore pari a 180 €/tep.

Nella proposta ETSMA le quantificazioni risparmio energetico annuo sono indicate nel PEF e sono articolate temporalmente come segue:

- 4.572 tep/anno nel primo e secondo anno di incentivazione (secondo e terzo anno di concessione);
- 5.129 tep/anno dal terzo al decimo anno di incentivazione (dal quarto all'undicesimo di anno concessione).

L'incremento previsto per stime di ottenimento di TEE trova diretto riscontro nell'attuazione dell'estensione dell'utenza servita e nella contestuale maggiore richiesta termica utenza che determina un incremento della produzione della sezione di cogenerazione.

La quantificazione economica attribuita al valore unitario dei TEE indicata nel PEF è pari a 260 €/tep.

4.2.7. Teleriscaldamento efficiente

La definizione di "teleriscaldamento efficiente" è stata stabilita nella revisione della Direttiva dell'Unione Europea sull'Efficienza Energetica (detta anche *Energy Efficiency Directive*, EED) approvata nel settembre 2023[8]. In particolare, a partire dal 2028 la definizione evolverà in relazione alla provenienza dell'energia termica impiegata, come rappresentato nello schema della Figura 4-3.

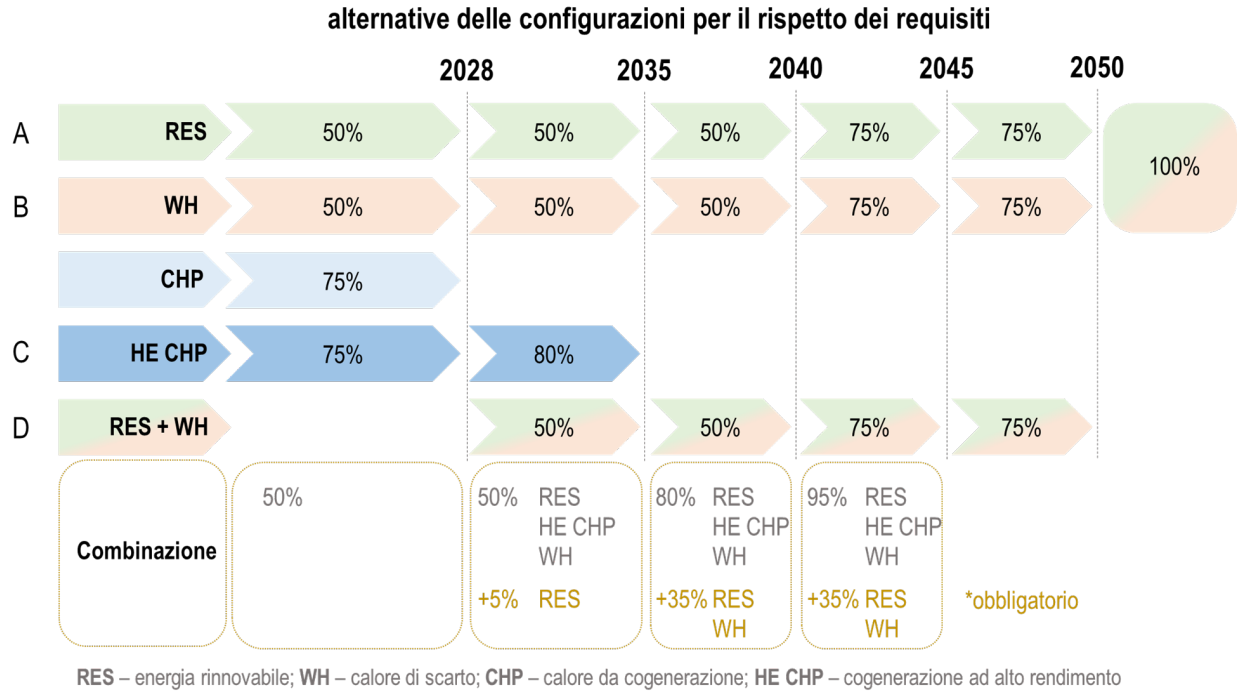


Figura 4-3 | evoluzione temporale della definizione di teleriscaldamento efficiente

In base ai dettami della nuova Direttiva EED, un sistema di teleriscaldamento efficiente deve rispettare almeno una delle condizioni di seguito riportate e riassunte:

fino al 31 dicembre 2027

[8] Direttiva (UE) 2023/1791 del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 settembre 2023 sull'efficienza energetica e che modifica il regolamento (UE) 2023/955.

a) il 50 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili;
b) il 50 per cento di calore di scarto;
c) il 75 per cento di calore cogenerato;
d) il 50 per cento di una combinazione delle precedenti.

dal 1° gennaio 2028 al 31 dicembre 2034

a) il 50 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili;
b) il 50 per cento di calore di scarto;
c) il 80 per cento di calore in Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR);
d) il 50 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili e di calore di scarto
e) il 5 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili e il 50 percento di una combinazione delle restanti forme di produzione

dal 1° gennaio 2035 al 31 dicembre 2039

a) il 50 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili;
b) il 50 per cento di calore di scarto;
c) il 50 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili e di calore di scarto
d) il 35 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili o calore di scarto e l'80 percento di una combinazione delle restanti forme di produzione

dal 1° gennaio 2040 al 31 dicembre 2044

a) il 75 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili;
b) il 75 per cento di calore di scarto;
c) il 75 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili e di calore di scarto
d) il 35 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili o calore di scarto e il 95 percento di una combinazione delle restanti forme di produzione

dal 1° gennaio 2045 al 31 dicembre 2049

a) il 75 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili;
b) il 75 per cento di calore di scarto;
c) il 75 per cento di una combinazione delle precedenti

dal 1° gennaio 2050

a) il 100 per cento di energia derivante da fonti rinnovabili;
b) il 100 per cento di calore di scarto;
c) il 100 per cento di una combinazione delle precedenti

I termini di entrata in vigore dei requisiti fissati dalla nuova direttiva EED avanzano con cadenza quinquennale fino al 2050. Tra i requisiti previsti risulta particolarmente stringente quello concernente la quota minima richiesta per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili.

Entrambi i Proponenti prevedono una durata del servizio di teleriscaldamento che travalica l'anno 2050. Le realizzazioni tecniche previste in entrambe le proposte presentate risulteranno quindi soggette alla progressiva applicazione dei requisiti. Risulta pertanto necessario procedere a un puntuale riscontro delle configurazioni impiantistiche e di esercizio ipotizzate dai Proponenti rispetto all'ottenimento della condizione di teleriscaldamento efficiente, nei differenti orizzonti temporali definiti dalla nuova direttiva EED.

Sulla base dei risultati di esercizio illustrati al punto 4.2.5, i calcoli di verifica sono riportati nella Tabella 4-9.

Tabella 4-5 | Teleriscaldamento efficiente

			ENGIE	ETSMA
quote di energia termica prodotta				
calore da fonti rinnovabili	%	A	*30,6%*	*38,5%*
calore di scarto	%	B	- - -	- - -
calore da cogenerazione ad alto rendimento	%	C	*45,6%*	*52,8%*
Verifica dei requisiti fino al 31 dicembre 2027				
condizione d)	≥ 50%	E = A+B+C	*76,2%* ✓	*91,3%* ✓
Verifica dei requisiti dal 1° gennaio 2028 al 31 dicembre 2034				
condizione e)	≥ 5%	A	*30,6%* ✓	*38,5%* ✓
condizione e)	≥ 50%	E = A+B+C	*76,2%* ✓	*91,3%* ✓
Verifica dei requisiti dal 1° gennaio 2035 al 31 dicembre 2039				
condizione d)	≥ 35%	D = A+B	*30,6%* ✗	*38,5%* ✓
condizione d)	≥ 80%	E = A+B+C	*76,2%* ✗	*91,3%* ✓
Verifica dei requisiti dal 1° gennaio 2040 al 31 dicembre 2044				
condizione d)	≥ 35%	D = A+B	*30,6%* ✗	*38,5%* ✓
condizione d)	≥ 95%	E = A+B+C	*76,2%* ✗	*91,3%* ✗
Verifica dei requisiti dal 1° gennaio 2045 al 31 dicembre 2049				
condizione c)	≥ 75%	D = A+B	*30,6%* ✗	*38,5%* ✗
Verifica dei requisiti dal 1° gennaio 2050				
condizione unica	100%	D = A+B	*30,6%* ✗	*38,5%* ✗

Dal riscontro dei requisiti della nuova Direttiva EED emerge quanto di seguito riepilogato.

Per quanto concerne la proposta ENGIE:

- fino al 2034 la configurazione impiantistica e di esercizio prevista risulta essere ampiamente in grado di soddisfare la condizione di teleriscaldamento efficiente;
- a partire dal 2035 la condizione non risulta essere più raggiungibile.

A partire dal 2035 viene meno il rispetto di entrambi i requisiti contestuali fissati dalla nuova Direttiva EED:

- la quota di produzione da fonti rinnovabili risulta inferiore al 35%
- il totale delle quote di produzione da fonti rinnovabili e cogenerazione risulta inferiore all'80%.

Per recuperare la condizione di teleriscaldamento efficiente negli anni successivi sarebbe necessario un incremento della produzione termica da fonti rinnovabili.

Questa azione correttiva potrebbe essere implementata attraverso l'inserimento di un secondo gruppo di generazione a biomassa legnosa, utilizzando lo spazio che è stato appositamente lasciato libero nel nuovo fabbricato di centrale (attuale magazzino comunale). Immaginando l'installazione di una caldaia a biomassa legnosa di dimensioni analoghe a quella attualmente prevista, la produzione aggiuntiva di energia termica da fonti rinnovabili è stimabile in un'entità in grado di soddisfare i requisiti fissati a partire dal 2035 e probabilmente anche quelli a partire dal 2040.

Tale ipotesi, ancorché teoricamente possibile, non è però ricompresa nel perimetro realizzativo della proposta depositata dal Proponente, a meno dell'area predisposta per l'espansione futura.

Le considerazioni qui svolte in merito alla verifica della condizione di teleriscaldamento efficiente scontano una criticità potenziale, dovuta alle anomalie nella quantificazione della domanda termica già discusse al punto 1.2.3. In presenza del reale fabbisogno termico dell'utenza (maggiore di quello considerato nella proposta) le quote di copertura del carico da parte della sezione a biomassa legnosa e di cogenerazione sono destinate a scendere, allontanando il rispetto dei requisiti.

Per quanto concerne la proposta ETSMA:

- fino al 2039 la configurazione impiantistica e di esercizio prevista risulta essere ampiamente in grado di soddisfare la condizione di teleriscaldamento efficiente;
- a partire dal 2040 la condizione non risulta essere più raggiungibile.

Fino al 2044 continua a essere rispettato uno dei due requisiti fissati dalla nuova Direttiva EED:

- la quota di produzione da fonti rinnovabili risulta comunque superiore al 35%.

Viceversa, a partire dal 2040 viene meno il rispetto dell'altro requisito contestuale:

- il totale delle quote di produzione da fonti rinnovabili e cogenerazione risulta inferiore al 96%.

Per recuperare la condizione di teleriscaldamento efficiente successivamente al 2040 in poi sarebbe sufficiente un minimo incremento della produzione termica complessiva da fonti rinnovabili e cogenerazione, nella misura di meno del 5%.

Questa azione correttiva potrebbe essere implementata attraverso l'inserimento di un secondo gruppo di generazione a biomassa legnosa. L'organizzazione degli spazi nel nuovo fabbricato di centrale (attuale magazzino comunale) non prevede però aree libere a disposizione per tale installazione. Sarebbe pertanto necessario rimuovere integralmente la sezione di cogenerazione, allo scopo di liberare spazi per l'installazione di una caldaia a biomassa legnosa di dimensioni analoghe a quella attualmente prevista. In questo caso, in assenza della quota da cogenerazione, la produzione di energia termica da fonti rinnovabili dovrebbe garantire da sola il rispetto dei requisiti. Ancorché stimabile di rilevante entità, la produzione aggiuntiva di energia termica da biomassa legnosa potrebbe non essere sufficiente a soddisfare il livello specifico richiesto a partire dal 2040 (condizione a) quota da fonti rinnovabili $\leq$75%).

In alternativa a interventi sulla centrale di generazione, tale variazione potrebbe essere ottenuta attraverso una riduzione della richiesta di energia termica sulla rete di teleriscaldamento, come effetto di azioni di efficienza energetica attuate sull'utenza. In considerazione della limitata entità delle riduzioni attese, la fattibilità tecnico-economica di tali azioni appare potenzialmente conseguibile. Pertanto, a parità di produzione di energia termica da fonti rinnovabili e cogenerazione, la relativa quota potrebbe salire fino a soddisfare anche il secondo requisito fissato a partire dal 2040.

Entrambe le ipotesi sopracitate, ancorché teoricamente possibili, non sono però ricomprese nel perimetro realizzativo della proposta depositata dal Proponente.

Successivamente al 2045 entrambe le proposte richiederanno significativi interventi di revisione della loro configurazione impiantistica e di esercizio, al fine di conseguire il raggiungimento della condizione di teleriscaldamento efficiente.

5. Bilancio ambientale

5.1. Sintesi della valutazione

Si riporta una sintesi della valutazione delle proposte depositate dai due Proponenti, in merito agli aspetti inerenti il bilancio ambientale delle Proposte

Sulla base della disamina tecnica svolta, come dettagliato nei paragrafi successivi, emergono alcuni elementi comuni alle due proposte (a meno di minime differenze) che possono essere riepilogati come segue:

- entrambi i Proponenti prevedono di rispettare i limiti imposti da disposizioni regionali in corso e normative di riferimento;
- entrambi i Proponenti prevedono sui gruppi motore della sezione di cogenerazione di sistemi di abbattimento SCR e marmitta ossidante per gli ossidi di azoto (NOx) e il CO.

Le due proposte differiscono invece per alcuni aspetti di seguito evidenziati:

- nella proposta ENGIE la caldaia a cippato della sezione a biomassa legnosa è equipaggiata con un sistema convenzionale di abbattimento delle polveri presenti nei fumi, attuato mediante un multiciclone e un filtro a maniche, disposti in serie e collocati prima dell'emissione a camino; non è previsto un sistema di abbattimento degli ossidi di azoto (NOx), eccetto la misura del ricircolo fumi in caldaia;
- nella proposta ETSMA la caldaia a cippato della sezione a biomassa legnosa è equipaggiata con un sistema innovativo di abbattimento sia delle polveri che degli NOx presenti nei fumi, attuato mediante un filtro ad alta temperatura costituito da candele ceramiche dotate di catalizzatore in superficie e iniezione di urea, integrato con il processo di scambio termico in caldaia; tale soluzione consegue prestazioni molto elevate ma finora è stata applicata prevalentemente in impianti di incenerimento rifiuti.

5.2. Analisi

Si prendono in esame le indicazioni tecniche formulate dai due Proponenti riguardo al bilancio ambientale del sistema di teleriscaldamento. A tale scopo nei paragrafi seguenti i dati riportati nelle proposte presentate sono posti a confronto per quanto concerne le emissioni di CO_2, le emissioni di inquinanti, in particolare polveri e ossidi di azoto (NOx). Si valutano inoltre le modalità di approvvigionamento della biomassa legnosa.

I dati utilizzati nella presente trattazione sono quelli ottenuti attraverso la revisione delle simulazioni di esercizio condotte dai Proponenti, illustrata nell'Allegato A.

5.2.1. Emissioni di CO_2

Per entrambe le proposte, le emissioni dirette di CO_2 sono legate ai consumi di gas naturale presso la centrale di generazione, per l'alimentazione della sezione di cogenerazione e della sezione di integrazione e riserva.

Pertanto le emissioni dirette di CO_2 sono state calcolate (Tabella 5-1) a partire dall'energia primaria da gas naturale consumata, applicando un fattore di emissione del gas naturale 0,202 t/MWh (ISPRA). I dati ottenuti sono espressi in tonnellate equivalenti.

Rapportando il valore complessivo di emissioni dirette di CO_2 con l'energia termica prodotta (corrispondente con quella erogata a bocca di centrale) ed erogata alle utenze (a meno delle perdite di rete), è possibile determinare i corrispondenti fattori di emissione medi.

Tabella 5-1 | Emissione dirette di CO_2

		ENGIE	ETSMA
energia primaria motori cogenerativi	*GWh*	65,6	57,9
energia primaria caldaie di integrazione e riserva	*GWh*	16,6	6,6
energia primaria da gas naturale	*GWh*	82,2	64,5
totale emissioni CO_2	*t*	16.630	13.111
energia termica totale prodotta	*GWh*	64,7	73,7
fattore di emissione CO_2 energia termica totale prodotta	*t/GWh*	257	178
energia termica totale erogata all'utenza	*GWh*	55,0	63,0
fattore di emissione CO2 energia termica totale prodotta	*t/GWh*	302	208

Un'ulteriore considerazione è necessaria in merito ai consumi di energia elettrica presso la centrale di generazione, per l'alimentazione delle pompe di calore che equipaggiano i gruppi motore della sezione di cogenerazione e della sezione a biomassa legnosa.

Per quanto concerne le pompe di calore abbinate ai gruppi motore, il loro fabbisogno termico è integralmente coperto dalla contestuale produzione elettrica. Pertanto tali consumi possono essere associati alle emissioni dirette di CO_2 determinate dai consumi di gas naturale del relativo gruppo motore.

Nel caso della pompe di calore abbinata alla caldaia a biomassa legnosa (proposta ETSMA), si osserva che nel periodo invernale l'esercizio di questa sezione è frequentemente contestuale a quello della sezione di cogenerazione (con almeno parte dei gruppi di generazione attivi). Pertanto tali consumi possono essere associati alle emissioni dirette di CO_2 determinate dai consumi di gas naturale del relativo gruppo motore. Per quanto riguarda il periodo estivo, tra giugno e settembre la sezione a biomassa legnosa copre autonomamente i fabbisogni della rete di teleriscaldamento, erogando circa ¼ della sua produzione complessiva annua. Sulla base dei dati annui di consumo elettrico indicati per l'unità pompa di calore in questione, è possibile stimare un fabbisogno elettrico estivo pari a circa 0,44 GWh/anno. A tale consumo corrisponde a un'emissione indiretta di CO_2 da parte del sistema elettrico nazionale pari a circa 128 t/anno, considerando un fattore di emissione di 0,293 t/MWh (ISPRA). Tale valore incrementa i fattori di emissione medi dell'energia termica prodotta ed erogata di circa un 1%.

5.2.2. Sistemi di abbattimento degli inquinanti

Entrambe le proposte prevedono di equipaggiare i gruppi di generazione di nuova installazione, con sistemi di abbattimento degli inquinanti presenti nei fumi.

Nella proposta ENGIE sono previste le soluzioni seguenti:

Sezione di cogenerazione – unità motore

- sistema SCR con catalizzatore e iniezione urea per l'abbattimento degli NOx;
- marmitta ossidante con catalizzatore, per l'abbattimento del CO;

Sezione a biomassa legnosa – unità caldaia a cippato

- multiciclone e filtro a maniche in serie, per l'abbattimento delle polveri.

Nella proposta ETSMA sono previste le soluzioni seguenti:

Sezione di cogenerazione – unità motore

- sistema SCR con catalizzatore e iniezione urea per l'abbattimento degli NOx;
- marmitta ossidante con catalizzatore, per l'abbattimento del CO;

Sezione a biomassa legnosa – unità caldaia a cippato

- filtro a candele ceramiche ad alta temperatura (integrato con il processo di scambio termico in caldaia) e iniezione urea, per l'abbattimento congiunto delle polveri e degli NOx.

Nella proposta ENGIE la caldaia a cippato della sezione a biomassa legnosa non è previsto un sistema di abbattimento degli ossidi di azoto (NOx), eccetto la misura del ricircolo fumi in caldaia.

Nella proposta ETSMA la soluzione adottata per la caldaia a cippato della sezione a biomassa legnosa è innovativa e mira a raggiungere prestazioni molto elevate in termini di abbattimento di polveri e NOx. Per contro finora tale soluzione è stata utilizzato prevalentemente nel campo applicativo degli impianti di incenerimento di rifiuti, che presenta molte similitudini rispetto a quello della combustione di biomassa legnosa. Non sono stati resi disponibili riscontri diretti inerenti le effettive prestazioni di questo sistema in abbinamento a generatori di calore alimentati a cippato di legna, come nel caso in esame.

5.2.3. Emissioni inquinanti

In Tabella 5-2 vengono riportati i valori delle concentrazioni di inquinati in emissione, come dichiarati dai Proponenti. I limiti indicati rispettano i valori limite imposti da normativa e da disposizioni regionali e sono coerenti con i sistemi di abbattimento indicati nella proposta. Si segnala che la proposta ENGIE pur restando al di sotto dei limiti imposti per la biomassa, indica un valore di soglia previsto elevato.

Tabella 5-2 | Concentrazioni di inquinanti in emissione

		limite da normativa	ENGIE	ETSMA
motori cogenerativi				
ossidi di azoto (NOx)	*mg/Nm³ @ 5%O₂*		45	37
monossido di carbonio (CO)	*mg/Nm³ @ 5%O₂*		213	160
caldaia a cippato				
ossidi di azoto (NOx)	*mg/Nm³ @ 11%O₂*		300	53
polveri	*mg/Nm³ @ 11%O₂*		30	3
caldaie di integrazione e riserva				
ossidi di azoto (NOx)	*mg/Nm³ @ 3%O₂*	80	80	80
monossido di carbonio (CO)	*mg/Nm³ @ 3%O₂*	100	100	100

Nell'analisi svolta sulle simulazione di esercizio condotte dai Proponenti (descritta nell'Allegato A) sono stati applicati i valori delle concentrazioni di inquinanti di emissione soprariportati.

Nella Tabella 5-3 sono riportati i dati ottenuti per i quantitativi totali annui delle emissioni di NOx e polveri. I valori di emissione specifica sono stati ottenuti dividendo tali valori per l'energia termica erogata a bocca di centrale.

Tabella 5-3 | fattori di emissione [mg/kWh$_{comb}$] e emissioni totali [kg/anno]

		ENGIE	ETSMA
motori cogenerativi			
ossidi di azoto (NOx)	*kg/GWh$_{comb}$*	49,6	41,9
ossidi di azoto (NOx)	*kg/GWh$_{th}$*	50	33
ossidi di azoto (NOx)	*kg*	3'255	2'425
caldaia a cippato			
ossidi di azoto (NOx)	*kg/GWh$_{comb}$*	966,5	113
ossidi di azoto (NOx)	*kg/GWh$_{th}$*	359	37
ossidi di azoto (NOx)	*kg*	22'540	2'743
polveri	*kg/GWh$_{comb}$*	96,6	7
polveri	*kg/GWh$_{th}$*	35	2
polveri	*kg*	2'254	171
caldaie di integrazione e riserva			
ossidi di azoto (NOx)	*kg/GWh$_{comb}$*	97,7	80
ossidi di azoto (NOx)	*kg/GWh$_{th}$*	25	7
ossidi di azoto (NOx)	*kg*	1'617	530
emissioni totali			
ossidi di azoto (NOx)	*kg*	27'412	5'698
fattore di emissione NOx	*kg/GWh$_{th}$*	423,6	77
polveri	*kg*	2'253	171
fattore emissione polveri	*kg/GWh$_{th}$*	35	2

5.2.4. Approvvigionamento della biomassa legnosa e gestione delle ceneri

Il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) rappresenta un importante strumento di pianificazione e sviluppo sostenibile, il cui obiettivo principale è promuovere una gestione responsabile delle risorse energetiche e ambientali a livello regionale. Uno degli obiettivi chiave di questo piano è rafforzare il processo di qualificazione della risorsa forestale locale utilizzata, puntando sulla valorizzazione della filiera corta per l'approvvigionamento. In questo contesto, è fondamentale che le proposte di progetto siano allineate a tali principi.

Per quanto concerne la filiera di approvvigionamento della biomassa legnosa:

- la proposta ENGIE non riporta esplicitamente i fornitori, prevendendo di rifornirsi nell'area piemontese principalmente nelle province di Torino e Cuneo.

- la proposta ETSMA dichiara di voler favorire la filiera locale della Valle di Susa, compatibilmente con la capacità produttiva e le condizioni economiche; a tale scopo dichiara di aver avviato primi contatti con il Consorzio Forestale Alta Val di Susa; per completare i quantitativi di biomassa necessari il Proponente prevede di rifornirsi da alcuni fornitori dell'area piemontese (Mondovì, Sanfrè), ligure (Carcare) e aostana (Avise).

Per quanto concerne le ceneri prodotte e la loro gestione e smaltimento:

- la proposta ENGIE stima la produzione di circa 225 t/anno di ceneri pesanti (CEE 10 01 01 *Ceneri pesanti, scorie e polveri di caldaia*), il cui raccoglimento è previsto in container, e di 25 t/anno di ceneri leggere (CEE 10 01 03 *Ceneri leggere di torba e di legno non trattato*) raccolte in *big bag*; tale quantità di ceneri corrisponde al circa 2,9% del consumo di cippato (8'487 t/anno); considerando la riduzione dell'apporto di biomassa legnosa dovuto alla variazione del contributo termico dell'accumulo termico, tale quantità si riduce a circa 6'790 t/anno producendo quindi 177 t/anno di ceneri pesanti e 20 t/anno di ceneri leggere; i prodotti sono destinati al riutilizzo (recupero cod. R13).
- la proposta ETSMA stima la produzione di circa 175 t/anno di ceneri, pari al 2% del cippato utilizzato; le ceneri verranno smaltite come *ceneri leggere di torba e legno non trattato* (CEE 10 01 03 – Catalogo Europeo dei Rifiuti allegato D del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i); attualmente il Proponente ha individuato come trasportatore la società GRANDAMBIENTE srl di Bra (CN) e come destinatario finale la società Galatero Società Cooperativa Agricola di Saluzzo (CN) che destina il prodotto al riutilizzo (recupero cod. R13); non viene citato dal Proponente lo smaltimento delle ceneri pesanti, di cui dovrebbe essere prevista la gestione o lo smaltimento.

6. Tariffe utente

6.1. Sintesi della valutazione

Al fine di analizzare la convenienza economica delle due proposte, le tariffe proposte sono state analizzate in merito alla struttura, alla modalità di aggiornamento e al valore economico offerti.

Di seguito sono riassunti i punti principali ottenuti a valle dell'analisi riportata nel paragrafo:

- la proposta ENGIE propone una struttura tariffaria binomia, con una quota variabile calcolata in proporzione diretta al consumo di energia termica dell'utente e una quota fissa calcolata in proporzione diretta alla potenza contrattuale (corrispondente a quella dello scambiatore di utenza);
- la proposta ETSMA propone una struttura tariffaria monomia con un'unica quota variabile calcolata in proporzione diretta al consumo di energia termica dell'utente
- i valori tariffari della proposta ENGIE sono stabiliti, rispettivamente, in 119 €/MWh per la quota variabile e 17 €/kW per la quota fissa, entrambi riferiti a gennaio 2023;
- il valore tariffario della proposta ETSMA è stabilito in 112 €/MWh, riferito a maggio 2023;
- i criteri di aggiornamento dei valori tariffari della proposta ENGIE prevedono indicizzazioni, rispettivamente, per la quota variabile alle condizioni economiche di fornitura del gas naturale (variazioni pubblicate da ARERA del costo per utente tipo domestico servito in regime tutela) e per la quota fissa all'indice ISTAT FOI;
- il criterio di aggiornamento del valore tariffario della proposta ETSMA è basato sul calcolo del costo di produzione autonoma dell'energia termica mediante un generatore di calore alimentato a gas naturale (condizioni economiche di fornitura del gas naturale definite da ARERA per condomini serviti in regime tutela, consumo annuo di gas naturale pari a 17.000 Sm3, rendimento medio stagionale del generatore di calore pari al 90%); tale costo (IVA esclusa) è sommato a un valore fisso di 10 €/MWh (non soggetto ad aggiornamento);

L'analisi svolta ha preso in considerazione il costo per un utente tipo del servizio di teleriscaldamento di Bardonecchia per la produzione autonoma dell'energia termica presso la propria utenza, mediante un generatore di calore a condensazione alimentato a gas naturale e tenendo conto dei relativi costi di installazione e manutenzione su un periodo di tempo paragonabile a quello della concessione (30 anni). Da questo punto di vista, si osserva che:

- con la fornitura in teleriscaldamento secondo la proposta ENGIE, l'utente tipo si troverebbe a sostenere un costo superiore a quello per la produzione autonoma della medesima energia termica;
- con la fornitura in teleriscaldamento secondo la proposta ETSMA il costo sostenuto dall'utente tipo sarebbe inferiore rispetto a quello per la produzione autonoma.

Per quanto concerne gli sconti applicati a specifiche categorie di utenti:

- la proposta ENGIE prevede una tariffa sia per le utenze di proprietà del Comune di Bardonecchia e che per le utenze di tipo alberghiero, attraverso uno sconto rispettivamente del 40% e del 20%, applicato sia alla quota variabile che alla quota fissa;
- la proposta ETSMA prevede, invece, uno sconto rispettivamente del 10% per le utenze comunali e del 22% per le utenze alberghiere.

Nell'analisi sono emersi alcuni elementi potenzialmente critici che potrebbero avere impatto sulle tariffe, inerenti:

- l'ulteriore implementazione degli obblighi derivanti dai meccanismi di quote di emissione (ETS);
- la messa al bando delle caldaie a gas naturale (prevista nel piano RePowerEu) con la conseguente esigenza di rivedere i criteri di aggiornamento basati sui costi di questa fonte energetica;
- le azioni di regolazione recentemente attivate da ARERA nel settore del teleriscaldamento, con la possibile del metodo "cost reflective" per la definizione delle tariffe all'utente.

Tali criticità sono oggetto di specifici approfondimenti nella trattazione che segue.

6.2. Analisi

Le tariffe proposte sono state analizzate dal punto di vista della struttura, della modalità di indicizzazione e aggiornamento e del valore economico. Ciascuna tariffa è confrontata con l'utente di riferimento la cui domanda termica è soddisfatta da una caldaia a gas naturale. In particolare, per ciascuna proposta la tariffa ed il costo di gestione sono confrontati con l'utente di riferimento individuato dal Proponente e con l'utente che meglio rappresenta l'utenza tipo allacciata al sistema di teleriscaldamento di Bardonecchia.

Il confronto delle tariffe ed il calcolo del costo evitato per l'utente sono stati elaborati sia per l'anno 2019 che per l'anno 2025 assumendo le previsioni descritte nel paragrafo .2. con lo scopo di verificare il risparmio in fase di prima applicazione.

6.2.1. Contratto tipo

Vengono di seguito riassunte le informazioni riportate dai due Proponenti in merito alla tipologia di contratto per il servizio di teleriscaldamento, la struttura, la durata, le condizioni di recesso e i costi di allaccio.

La proposta ENGIE riporta due copie tipo di contratto per la fornitura di energia termica tramite teleriscaldamento: la prima generale per tutte le utenze, la seconda specifica per le utenze comunali. È assente il contratto tipo per gli alberghi. Lo sconto riportato nel contratto per le utenze comunali è conforme a quello dichiarato nel PEF.

Entrambi i contratti suddetti sono divisi in due parti:

i. parte A: oggetto e condizioni economiche del contratto

   In tale sezione vengono definiti:

   - il contributo per l'attivazione del servizio: il contributo è definito dal Proponente a seguito dalla stesura di un preventivo di spesa comprensivo di eventuali opere murarie e dei manufatti necessari all'alloggiamento degli impianti e del contatore
   - quota in potenza: pari a 17 €/kW per tutte le utenze, 10,20 €/kW per le utenze comunali (periodo di riferimento al 1° gennaio 2023)
   - quota consumo: 119 €/MWh per tutte le utenze, 71,40 €/MWh per le utenze comunali (periodo di riferimento al 1° gennaio 2023)

ii. parte B: condizioni generali del contratto

   Di seguito vengono elencati gli articoli ripotati a contratto:

   - Art 1. Efficacia del Contratto – Autorizzazioni – Permessi
   - Art 2. Fornitura – Uso dell'energia termica
   - Art 3. Impianti di erogazione dell'energia termica
   - Art 4. Corrispettivo del servizio
   - Art 5. Indicizzazione delle tariffe

     L'articolo 5 viene analizzato nel dettaglio al capitolo 9 della presente disamina
   - Art 6. Fatturazione

- Art 7. Pagamento
- Art 8. Misure e controlli
- Art 9. Funzionamento difettoso del Contatore
- Art 10. Decorrenza e Durata

  Il Contratto ha una durata di 5 anni a decorrere dalla data in cui ha inizio per il Cliente l'effettiva disponibilità del calore.

  Nel caso in cui il Cliente receda dal contratto entro i primi 3 anni dall'avvio della fornitura, il cliente è tenuto a pagare un corrispettivo di salvaguardia. Il corrispettivo è calcolato come

  $$C_t = C_i * (PR/PT)$$

  dove C_i è il valore del corrispettivo di salvaguardia che non viene specificato nel contratto, PR è il periodo residuo e PT il periodo complessivo.
- Art 11. Cessione del Contratto

  Nel caso di cessione del contratto ad un'altra impresa, il cliente può concordare nuove condizioni più favorevoli.
- Art 12. Cessione dell'utenza/Subentro
- Art 13. Responsabilità
- Art 14. Interruzioni e limitazioni nella fornitura
- Art 15. Sospensione della fornitura

  Il Proponente può sospendere la fornitura ai sensi dell'Art. 1565 c.c. per ogni inadempienza del Cliente
- Art 16. Caratteristiche della fornitura
- Art 17. Condizioni per l'attivazione del servizio di Teleriscaldamento
- Art 18. Modifiche
- Art 19. Risoluzione
- Art 21. Assicurazioni
- Art 22. Fallimento
- Art 23. Controversie

La proposta ETSMA non allega nessun tipo di documentazione relativa ai contratti di fornitura. Non è dunque possibile identificare le caratteristiche di contratto sopraindicate.

Relativamente alle tariffe, il Proponente si impegna ad assicurare che durante la fase di transizione dalle tariffe attualmente in vigore a quelle future proposte verrà assicurata e garantita la continuità del servizio senza nessun aggravio di costo per gli utenti

6.2.2. Tipologia di tariffa e modalità di aggiornamento

Le proposte presentate dai due Proponenti differiscono sia in termini di struttura della tariffa, che nella modalità di aggiornamento del prezzo e nel periodo di riferimento individuato.

La proposta ENGIE prevede una tariffa di tipo binomio i cui termini sono riferiti al periodo di gennaio 2023. La tariffa è composta da una quota variabile di 119 €/MWh ($Q_{var_{base}}$) riferito al valore di riferimento di 99,37 c€/Sm^3 ($GN_{ARERA\ fam._{base}}$) corrispondente alle condizioni economiche di fornitura del gas naturale, comprensivo di imposte e accise, per una famiglia tipo caratterizzata da un consumo annuale di combustibile di 1'400 mc, definite e pubblicate dall'ARERA (nella sezione "comunicazione e stampa", allegato "Scheda tecnica"); e da una quota fissa di 17 €/kW ($Q_{fix_{base}}$) suddivisa in 7 rate annuali riferita all'indice ISTAT FOI ($I_{ISTAT_{base}}$) pari a 118,20.

Tali valori sono riportati dal Proponente nel documento allegato "Contratto per la fornitura di energia termica tramite Teleriscaldamento" (10b_G_TLR_BRD_PF_Schc_up_signed). Si segnala che tali valori differiscono, in termini economici e rispetto al periodo di riferimento indicato, sia da quelli riportati nella relazione generale, sia da quelli riportati nel Piano Economico Finanziario (Tabella 9-1). I diversi valori economici indicati generano indici di aggiornamento e andamenti tariffari non congrui tra di loro.

Nelle seguenti analisi sono stati identificati come validi i valori riferiti a gennaio 2023 in quanto completi e applicabili. L'aggiornamento dei termini della tariffa è riportato nella Tabella 7-1. Il termine proporzionale ($Q_{var}(m_i)$) avrà aggiornamento mensile, al contrario della quota fissa ($Q_{fix}(t_i)$) aggiornata trimestralmente. L'individuazione del valore di indicizzazione della quota variabile nel valore delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per l'utente tipo domestico servito in tutela, definite e pubblicate dall'ARERA mensilmente presenta una criticità. Il periodo selezionato è caratterizzato da una riduzione dell'IVA applicata al 5% per effetto dell'applicazione del Decreto-legge 27 settembre 2021, n. 130 (cd. "Decreto Energia") e poi successiva proroga del Decreto-legge 30 giugno 2022, n. 80. Tale indicizzazione comporta dunque un incremento significativo della tariffa nel momento di ripristino delle condizioni di imposta.

Si segnala che l'aggiornamento della quota fissa è trimestrale, non è però specificato se il valore ISTAT FOI su cui il costo è indicizzato pubblicato mensilmente venga mediato sul trimestre o se il valore di riferimento sia il risultato di altre operazioni.

Tabella 7-1 | formule di aggiornamento ENGIE

	Quota variabile	Quota fissa
Formula di aggiornamento	$Q_{var}(m_i) = \frac{Q_{var_{base}}}{GN_{ARERA\ fam._{base}}} * GN_{ARERA\ fam}(m_i)$	$Q_{fix}(t_i) = \frac{Q_{fix_{base}}}{I_{ISTAT_{base}}} * I_{ISTAT}(t_i)$

La proposta ETSMA prevede una tariffa di tipo monomio pari a 112 €/MWh riferita al periodo di maggio 2023. Il valore economico viene definito a partire dal costo di fornitura di gas naturale per un utente di riferimento la cui domanda termica è soddisfatta con una caldaia a gas naturale (potere calorifico inferiore pari a 9.58 kWh/Sm^3) con rendimento medio stagionale del 90%, il cui consumo annuale di combustibile corrisponde a 17'000 Sm^3.

L'aggiornamento della tariffa (PT), la cui formula è riportata di seguito, prevede la revisione del prezzo di riferimento del gas naturale (PG), al netto dell'IVA applicata, a cui è sommato un valore pari a 0,01 €/kWh non soggetto ad aggiornamento. Tale formulazione di aggiornamento non consente dunque di identificare un *indice di aggiornamento* univoco.

$$PT_n = [PG_n/(9{,}58*\eta_c)]*C_{pn} + C_d$$

Dove:

$\eta_c = 90\%$

$C_d = 0{,}01$ €/kWh

Tabella 7-2 | condizioni contratto di fornitura ENGIE

documento	Contratto per la fornitura di energia termica tramite Teleriscaldamento (10b_G_TLR_BRD_PF_Schc_up_signed.pdf)	Relazione generale Progetto di Fattibilità (03.0_TLR_BRD_PF_Rgen_04_signed.pdf)	Piano Economico Finanziario (PEF Teleriscaldamento 1.01.xlsx)
periodo di riferimento	gennaio 2023	aprile 2021	2020
quota a consumo	119 €/MWh	80 €/MWh	80 €/MWh
riferimento indicizzazione	condizioni economiche di fornitura del gas naturale (prezzo di riferimento per le famiglie, comprensivo di imposte e accise) definite e pubblicate dall'ARERA	condizioni economiche di fornitura del gas naturale (prezzo di riferimento per le famiglie, comprensivo di imposte e accise) definite e pubblicate dall'ARERA	n.d.
	99,37 c€/Sm^3	73,42 c€/Sm^3	69,62 c€/Sm^3
indice	1,20	1,09	1,15
quota fissa	17 €/kW a	12,5 €/kW a	15,8 €/MWh
riferimento indicizzazione	Indice ISTAT FOI	n.d.	n.d.
	118,20	n.d.	n.d.
indice	0,14	n.d	n.d.

Note alla tabella:

I valori evidenziati in rosso si riferiscono a dati anomali oppure non disponibili (n.d.).

Il valore riportato in blu si riferisce al valore pubblicato da ARERA per aprile 2021, citato come fonte, ma non esplicitamente indicato.

Tabella 7-3 | confronto condizioni contratto

	ENGIE	ETSMA
struttura	binomia	monomia
periodo di riferimento	gennaio 2023	maggio 2023
quota a consumo base	119 €/MWh	112 €/MWh
riferimento	99,37 c€/Sm^3	88,13 c€/Sm^3
Criterio di aggiornamento	indice	formula
quota fissa base	17 €/kW a	
riferimento	118,20	
Criterio di aggiornamento	indice	

Tabella 7-4 | confronto condizioni contratto

	ENGIE		ETSMA
	Quota variabile	Quota fissa	
riferimento indicizzazione	condizioni economiche di fornitura del gas naturale (prezzo di riferimento per le famiglie, comprensivo di imposte e accise) definite e pubblicate dall'ARERA $GN_{ARERA_{fam}}$	Indice ISTAT FOI I_{ISTAT}	condizioni di fornitura del gas naturale ARERA – condomini uso domestico per condominio avente, in assenza di teleriscaldamento, un consumo di metano pari a 17 mila Sm^3/anno ed una caldaia con rendimento pari al 90% (PCI 9,58 kWh/Sm^3) $GN_{ARERA_{cond}}$
	0,9937 €/Sm^3	118,20	0,8813 €/Sm^3
base contratto	0,119 €/kWh	17 €/kW	0,112 €/kWh
indice	1,20	0,14	

L'andamento della tariffa proposta da ciascun proponente è stato calcolato nel periodo compreso tra gennaio 2019 e giugno 2023; è stato ipotizzato un andamento del prezzo della materia prima a partire dai dati future[9] da cui è stato possibile tracciare una previsione per l'anno 2025. Le tariffe sono confrontate con l'utente di rappresentativo dell'utente allacciato al sistema di teleriscaldamento di Bardonecchia con le seguenti caratteristiche:

- consumo annuo 10'000 mc di gas naturale
- consumo medio della rete di teleriscaldamento pari a 42,5 kWh/m^3
- potenza SST media del sistema di teleriscaldamento pari a 57,5 W/m^3
- ore operative equivalenti pari a 739

In Figura 7-1 e in Tabella 7-4 le tariffe corrispondenti all'ultimo trimestre del 2019 – periodo pre-pandemico – a dicembre 2022, mese con prezzo massimo registrato – e alla previsione dell'ultimo trimestre del 2025 sono messe a confronto. I costi riferiti al costo di fornitura da gas naturale degli utenti di riferimento sono da intendersi per calore erogato all'utenza e sono comprensivi di una quota aggiuntiva relativa al costo di manutenzione medio specifico per unità di calore erogato.

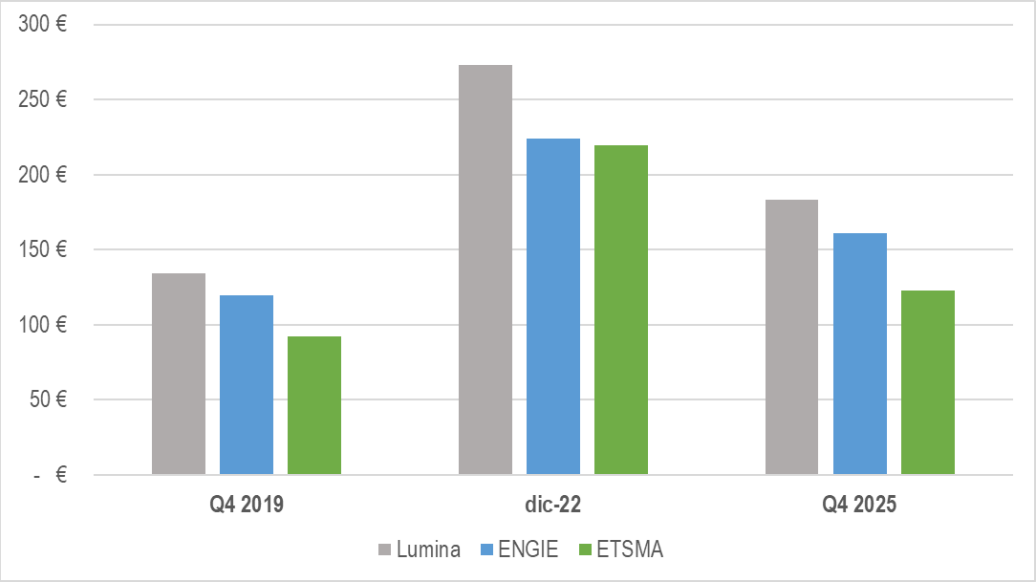


Figura 7-1 | confronto tariffe (IVA inclusa)

[9] EEX Future - https://www.eex.com/en/market-data/natural-gas (ultimo accesso 14 luglio 2023)

Tabella 7-5 | confronto tariffe

		Scenario pre-crisi energetica	Scenario crisi energetica	Scenario post-crisi energetica
		Q4 2019	Dicembre 2022	Q4 2025
UTENTE DI RIFERIMENTO BARDONECCHIA				
utente di riferimento *consumo annuo gas naturale 10'000 Sm³* *(IVA inclusa)*	*c€/Sm³*	80,77	163,88	110,24
utente di riferimento *consumo annuo gas naturale 10'000 Sm³* *(IVA inclusa)*	*€/MWh*	**91,57**	**185,79**	**124,98**
ENGIE				
componente fissa	*€/kW*	14,76	16,99	17,46
componente fissa	*€/MWh*	19,96	22,98	23,61
componente variabile	*€/MWh*	88,57	180,77	122,87
tariffa TLR *(IVA esclusa)*	*€/MWh*	108,53	203,75	146,49
tariffa TLR *(IVA inclusa – 10%)*	*€/MWh*	**119,39**	**224,12**	**161,14**
utente di riferimento *famiglia tipo ARERA* *(IVA inclusa)*	*c€/Sm³*	73,96	150,95	102,60
ISTAT FOI riferimento		102,60	118,10	121,39
ETSMA				
tariffa TLR *(IVA esclusa)*	*€/MWh*	83,96	199,70	111,94
tariffa TLR *(IVA inclusa – 10%)*	*€/MWh*	**92,35**	**219,67**	**123,13**
utente di riferimento *consumo annuo gas naturale 17'000 Sm³* *(IVA inclusa)*	*c€/Sm³*	77,54	171,74	106,87
utente di riferimento *consumo annuo gas naturale 17'000 Sm³* *(IVA inclusa)*	*€/MWh*	84,70	194,70	121,16
LUMINA				
componente fissa	*€/kW*	41,11	83,41	56,12
componente fissa	*€/MWh*	55,63	112,86	75,92
componente variabile	*€/MWh*	66,56	135,04	90,84
LUMINA TLR *(IVA esclusa)*	*€/MWh*	122,19	247,90	166,76
LUMINA TLR *(IVA inclusa – 10%)*	*€/MWh*	**134,40**	**272,90**	**183,44**

6.2.3. Sconti applicati

Entrambi i proponenti prevedono una tariffa del calore scontata per le utenze comunali e per le strutture alberghiere. In particolare:

La proposta ENGIE propone due scontistiche differenziate. Nello specifico per le utenze comunali è previsto uno sconto del 40% sia sulla quota fissa che su quella variabile; per le utenze alberghiere entrambe le componenti sono scontate del 20%. Si segnala che, tra i documenti allegati alla proposta, è presente il contratto tipo per le utenze comunali in cui è confermata tale scontistica, viceversa per le utenze alberghiere non viene allegato nessun documento specifico. Gli sconti presentati non sono citati in nessuna delle Relazioni allegate e risultano specificati esclusivamente nel PEF.

La proposta ETSMA esplicita nella relazione una riduzione del 10% sulla tariffa standard per gli utenti Comunali e non chiarifica l'entità dello sconto applicato alle utenze alberghiere. Nel PEF lo sconto applicato alle utenze alberghiere è pari al 22%. Non è stata allegata nessuna documentazione riportate i Contratti tipo con le diverse tipologie di utenza e dunque non è possibile avere un riscontro documentale di tali valori.

In Tabella 9-5 a partire dalle tariffe indicate al paragrafo 9.2.1 sono stati applicati gli sconti dichiarati dai due Proponenti.

Tabella 9-6 | applicazione sconti tariffe (IVA inclusa – 10%)

	Tariffa base Q4 2025	Tariffa Comunale Q4 2025	Tariffa strutture alberghiere Q4 2025
ENGIE	161 €/MWh	96,6 €/MWh	128,8 €/MWh [(a)]
ETSMA	123 €/MWh	110,8 €/MWh	96,04 €/MWh [(a)]

Note alla tabella:

(a) valore presentato solo nel PEF (assente nelle relazioni allegate e nei Contratti tipo)

Ipotizzando un consumo annuo per le utenze Comunali pari a 2,3 GWh/anno (stima a partire dai consumi fatturati tra ottobre 2021 e ottobre 2022) e applicando una tariffa pari a quella riportata in Tabella 9-5, è stato calcolato il costo che l'Amministrazione Comunale avrebbe sostenuto con le due tariffe proposte.

Tabella 9-7 | costo annuo utenze Comunali

	ENGIE	ETSMA
costo annuo calore	222'180 €	254'840 €

6.2.4. Calcolo del costo evitato per l'utente finale

Al fine di verificare, per entrambe le proposte, che il costo sostenuto dagli utenti aderenti al servizio di teleriscaldamento generi un risparmio rispetto al costo che avrebbero sostenuto generando calore con una caldaia a gas naturale[10], l'*utente di riferimento* è stato individuato. L'utenza servita dal servizio di teleriscaldamento nel Comune di Bardonecchia è stata analizzata nello studio del Piano di Sviluppo del Teleriscaldamento di Bardonecchia (Politecnico di Torino – marzo 2021). Da tale analisi risulta che il 75% della potenza installata è rappresentata da condomini la cui potenza media è di circa 56 kW. A tale utente corrisponde un consumo di gas naturale annuo di riferimento di circa 10'000 Sm^3 [11].

In riferimento alle condizioni economiche di fornitura per il servizio di tutela per i condomini pubblicate da ARERA, il costo di fornitura di gas naturale sostenuto dall'utente di riferimento è stato calcolato nel periodo compreso tra gennaio 2014 e dicembre 2019. Tale analisi ha permesso di ottenere il prezzo di riferimento applicato nel confronto con le tariffe del servizio del teleriscaldamento dei due Proponenti per l'anno 2019. L'andamento delle componenti di costo variabili e fisse riportate nella Figura 7-2 sono state inoltre analizzate per definire il possibile andamento futuro del costo di fornitura.

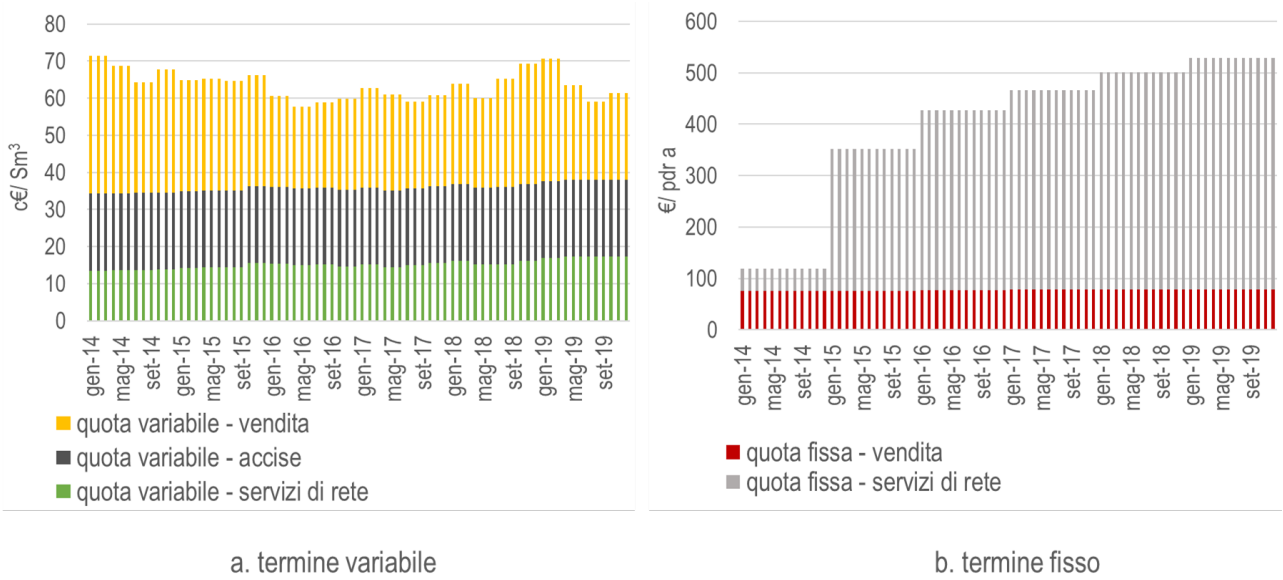


Figura 7-2 | componenti costo di fornitura gas naturale su utente di riferimento (2014 – 2019)

Il costo di fornitura per gli utenti di riferimento caratterizzati rispettivamente da un consumo annuo di 10'000 Sm^3 di gas naturale annuo e di 17'000 Sm^3 sono stati ricostruiti per l'anno 2025.

[10] Nel rispetto del metodo del costo evitato definito da ARERA – Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente: Allegato A – Esiti dell'indagine conoscitiva sull'evoluzione dei prezzi e dei costi del servizio di teleriscaldamento. 2 Novembre 2022

[11] Tale valore è ottenuto considerando una caldaia a gas naturale caratterizzata da un rendimento medio stagionale pari al 90% operante per 1'700 ore annue. Potere calorifico inferiore del gas naturale di 9.801 kWh/Sm^3.

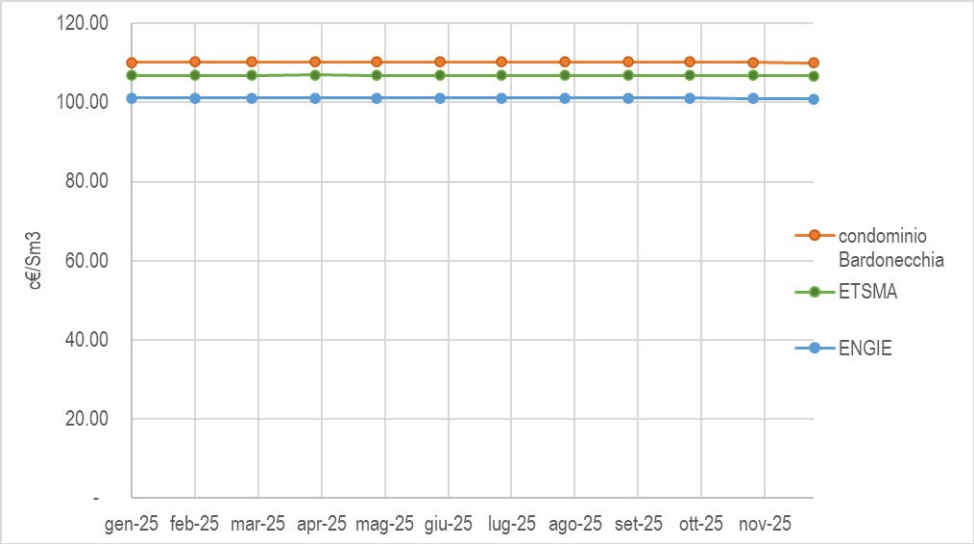


Figura 7-3 | costo fornitura gas naturale (IVA inclusa) per l'utente di riferimento caratteristico di Bardonecchia (10'000 mc), l'utente di riferimento ipotizzato da ETSMA (17'000 mc) e la famiglia tipo di riferimento ipotizzata da ENGIE (famiglia ARERA)

Analogamente il costo per la famiglia (ARERA) è stato ricavato correlando il prezzo storico di fornitura per l'utente di riferimento di Bardonecchia (consumo 10'000 mc/anno) con il costo riportato da ARERA.

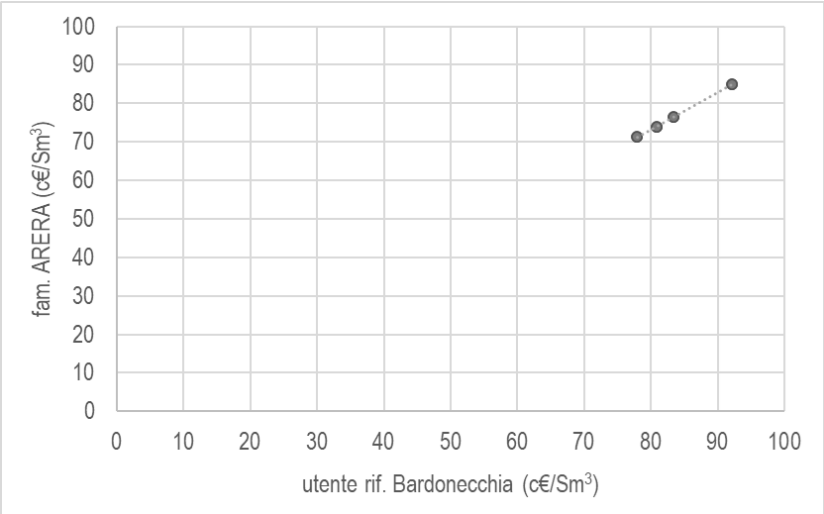


Figura 7-4 | correlazione costo di fornitura per la famiglia tipo ARERA e per l'utente di riferimento di Bardonecchia (IVA inclusa)

Di seguito viene riportato l'utente di riferimento caratteristico di Bardonecchia per cui il costo sostenuto in 30 anni per la fornitura di calore in teleriscaldamento è stato confrontato con il costo sostenuto alimentandosi con una caldaia a gas naturale a condensazione

Tabella 9-8 | Confronto delle tariffe con il costo evitato per l'utente finale

fornitura calore da caldaia a gas naturale

potenza caldaia al focolare	*kW*	132
consumo gas naturale annuo	*mc*	10'000
rendimento di caldaia	**%**	90
potere calorifico inferiore gas naturale	kWh/Sm^3	9,801
calore erogato	kWh/a	88'200
costo installazione caldaia (2 sostituzioni) *(IVA inclusa)*	*€*	25'539
costo manutenzione e controllo medio annuo *(IVA inclusa)*	*€/anno*	153
costo medio calore fornitura gas – Q4 2025 *(IVA inclusa)*	*€/MWh*	125

fornitura calore da teleriscaldamento

potenza SST	*kW*	119
calore erogato	kWh/a	88'200

		ENGIE	ETSMA
componente fissa – Q4 2025 *(IVA inclusa)*	*€/kW*	19	
componente a consumo – Q4 2025 *(IVA inclusa)*	*€/MWh*	161	123

Ipotizzando che l'utente in 20 anni provveda a sostituire la caldaia a gas naturale 2 volte i costi per la fornitura di calore e manutenzione dell'impianto sono

		ENGIE	ETSMA	utente di riferimento
costo medio sostenuto dall'utente di riferimento in 30 anni *(IVA inclusa)*	*€/MWh*	187	123	136
considerando detrazione fiscale al 50% su installazione caldaia				132

6.2.5. Rischi per evoluzioni normative

In prospettiva, l'implementazione dell'Emission Trading Scheme (ETS), con l'avvio dell'ETS II nel 2027, avrà inevitabili conseguenze sui costi del riscaldamento a gas autonomo, rendendo sempre più pressante il passaggio a sistemi alternativi di riscaldamento.

L'obiettivo della Commissione europea, come delineato, è quello di progressivamente eliminare dal mercato la vendita di caldaie autonome alimentate a fonti fossili a partire dal 2029. Questo impegno a ridurre l'impatto ambientale attraverso l'inibizione delle fonti fossili metterà in discussione l'attuale configurazione degli impianti di riscaldamento a gas autonomo.

È necessario tenere presente la dinamicità del contesto normativo, e valutare attentamente come le proposte attuali possano adattarsi o essere influenzate dalle future evoluzioni dell'ETS e delle politiche ambientali.

Occorre inoltre segnalare che entrambi i Proponenti ipotizzano un aggiornamento tariffario dipendete dal solo gas naturale. Tale modalità, applicata fino ad oggi, dipende sia dal fatto che il gas naturale ha rappresentato la principale fonte energetica per la produzione di calore nei sistemi di teleriscaldamento, sia perché il prezzo del gas naturale costituisce un riferimento nelle dinamiche di mercato assicurando competitività del servizio in comparazione alle alternative disponibili. In vista dei futuri obblighi in tema di integrazione di fonti rinnovabili e calore di scarto nella produzione di energia termica nei sistemi di teleriscaldamento e della messa al bando delle caldaie gas naturale prevista nel piano RePowerEu dal 2029, le formule di indicizzazione potranno essere riviste in funzione dell'evoluzione del mix energetico di produzione del concessionario o a seguito di provvedimenti di pubbliche autorità.

Un ulteriore elemento di potenziale evoluzione normativa a breve termine è costituito dalle azioni di regolazione recentemente attivate da ARERA nel settore del teleriscaldamento. La definizione delle tariffe per entrambi i Proponenti sarà soggetta a revisione nei prossimi anni in seguito alla variazione metodologica di regolamentazione dei prezzi prevista da ARERA dal 2025. Questo cambiamento, che sostituisce l'attuale metodo basato sul "costo evitato" con un approccio "cost reflective", richiederà un aggiornamento delle tariffe in base ai costi stimati per la produzione di calore in teleriscaldamento, considerando la configurazione specifica di ogni impianto.

In merito alle proposte, è importante notare che attualmente entrambe le configurazioni impiantistiche sarebbero esenti dal pagamento delle quote di emissione nell'ambito dell'ETS. Tuttavia, è fondamentale considerare la possibilità di una revisione della direttiva, che potrebbe comportare l'inclusione di entrambe le soluzioni.

La proposta ENGIE considera il rischio normativo e politico regolamentare esclusivamente in capo all'ente Comunale non esplicitando il tema ETS direttamente. Si segnala inoltre che nel contratto tipo con gli utenti, il Proponente specifica che, in caso di variazioni del mix energetico, l'indicizzazione proposta può essere soggetta a revisione. In particolare, all'articolo 5 del Contratto tipo allegato il Proponente dichiara di riservarsi la facoltà di "proporre al Cliente nuovi parametri di riferimento per l'indicizzazione delle tariffe indicate. Le formule di indicizzazione potranno essere riviste ogni anno in funzione dell'evoluzione del mix energetico di produzione del concessionario o d'eventuali qualora, a seguito di provvedimenti di pubbliche autorità, di tribunali giudiziari o di altri soggetti competenti, intervengano modifiche di leggi, norme, regolamenti, delibere e disposizioni tecniche vigenti in materia che possano alterare l'equilibrio economico di una delle parti. […] Qualora, entro detto termine, le Parti non raggiungano un'intesa circa un nuovo assetto contrattuale, ciascuna Parte potrà recedere dal Contratto, ai sensi dell'art. 1373 del codice civile, tramite comunicazione da inviare all'altra Parte a mezzo PEC".

La proposta ETSMA riporta nella matrice dei rischi la voce relativa all’ETS. Il Proponente ha valutato il rischio ETS come "basso" con eventuale impatto sia sull’ente Comunale che sul Proponente stesso. Un'estensione dell'ETS potrebbe portare a un riequilibrio del PEF.

7. Investimento

7.1. Sintesi della valutazione

Si riporta una sintesi della valutazione delle proposte depositate dai due Proponenti, in merito agli aspetti inerenti agli investimenti ipotizzati.

Sulla base della disamina tecnica svolta, come dettagliato nei paragrafi successivi, emergono alcuni elementi comuni alle due proposte (a meno di minime differenze) che possono essere riepilogati come segue:

- entrambi i Proponenti destinano poco più del 50% dell'intero investimento per il revamping di centrale e l'adeguamento del magazzino comunale

Le due proposte differiscono invece per alcuni aspetti di seguito evidenziati:

- la proposta ENGIE prevede un investimento di 19,1 milioni di €;
- la proposta ENGIE prevede un investimento di 4,9 M€ per l'estensione e il revamping della rete di distribuzione del calore, nello specifico gli interventi di revamping rappresentano il 66% della spesa. L'investimento sulla rete di distribuzione rappresenta il 26% della spesa totale;
- la proposta ETSMA prevede un investimento di 17,1 milioni di €; tale investimento riportato nella relazione tecnica, risulta in parte non conforme agli investimenti indicati nel PEF come meglio dettagliato nell'analisi seguente
- la proposta ETSMA prevede un investimento di 5,6 M€ per l'estensione e il revamping della rete di distribuzione del calore, nello specifico gli interventi di revamping rappresentano il 73% della spesa. L'investimento sulla rete di distribuzione rappresenta il 33% della spesa totale;
- la proposta ENGIE prevede in generale costi di investimento specifici superiori alla media.

7.2. Analisi

Di seguito viene riportato il riepilogo delle spese previste per ciascun Proponente. Per facilitare la comprensione e l'analisi del quadro economico, le spese sono state suddivise in macro-voci di seguito elencate:

- impianto e adeguamento di centrale: la voce comprende le spese per la sostituzione e nuova installazione dei componenti di centrale (sezione cogenerativa, sezione a biomassa, accumulo, impianti elettrici e meccanici) e l'adeguamento del magazzino comunale;
- rete di distribuzione del calore: la voce comprende le spese per l'estensione e la densificazione del servizio di teleriscaldamento e per gli interventi di revamping sulla rete e sulle sottostazioni esistenti;
- interventi di interesse comunale: la voce comprende le spese per la costruzione del nuovo magazzino e gli interventi di efficienza energetica sugli edifici comunali
- oneri e sicurezza: la voce comprende le spese per la progettazione, la sicurezza e gli imprevisti

L'investimento totale previsto nella proposta ENGIE è pari a 19,1 M€. La spesa è articolata come in Figura 8-1 e Figura 8-2. Si segnala che la voce *altri costi* rappresenta la voce di spesa relativa all'acquisto di un motore muletto. Tale componente di impianto non viene discusso in nessuno dei documenti allegati alla proposta.

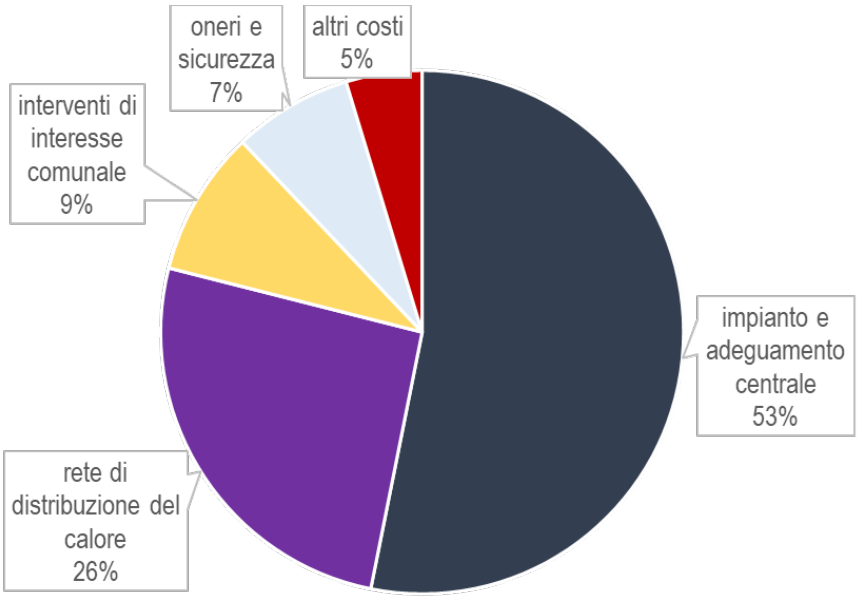
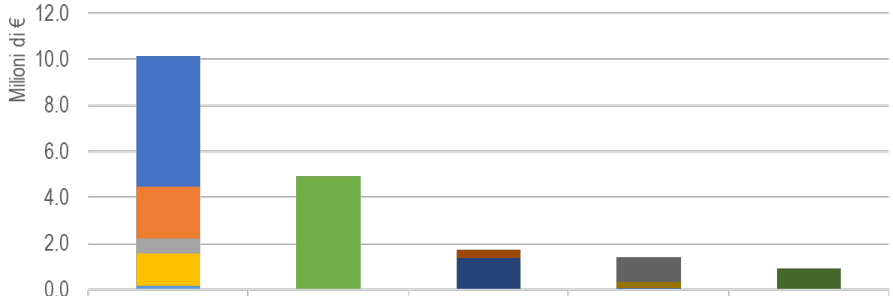


Figura 8-1 | distribuzione degli investimenti ENGIE

La Figura 10-2 descrive la suddivisione degli investimenti per ciascuna macro-voce. Nello specifico, il 56% della spesa relativa all'investimento per impianto e adeguamento centrale è destinato all'installazione dell'unità cogenerativa costituita da un motore a gas naturale e da una pompa di calore per il recupero. Il 22% della spesa è destinato alla sezione biomassa, mentre l'investimento per l'installazione dell'accumulo termico rappresenta il 7% della macro-voce analizzata.



	impianto e adeguamento centrale	rete di distribuzione del calore	interventi di interesse comunale	oneri e sicurezza	altri costi
gruppi di cogenerazione	5'698'297 €				
impianto a biomassa	2'236'279 €				
accumulo termico	663'082 €				
impianti meccani ed elettrici	1'407'787 €				
interventi edilizi sulla centrale	152'500 €				
efficientamento energetico edifici comunali			359'516 €		
nuovo magazzino			1'358'458 €		
revamping di rete		4'929'000 €			
costi di progettazione				1'082'177 €	
costi di sicurezza				253'761 €	
imprevisti				71'000 €	
noleggio motore muletto					898'780 €

Figura 8-2 | suddivisione dell'investimento economico ENGIE

L'investimento totale previsto nella proposta ETSMA è pari a 17,1 M€. La spesa è articolata come in Figura 10-3 e Figura 10-4.

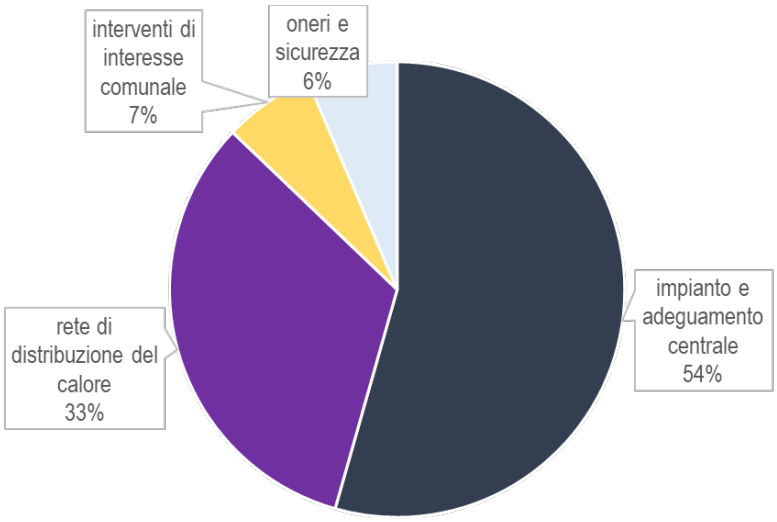
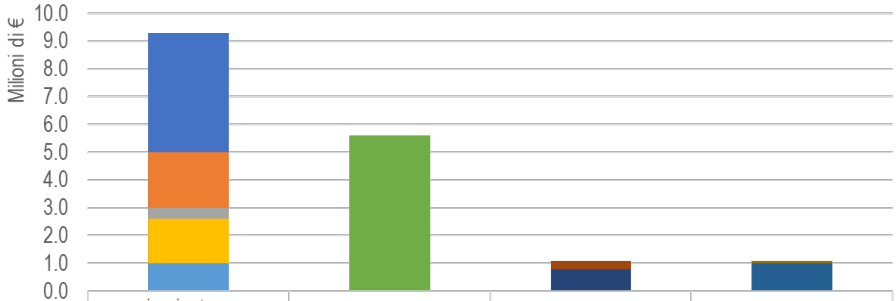


Figura 8-3 | distribuzione investimenti ETSMA

La Figura 10-4 descrive la suddivisione degli investimenti per ciascuna macro-voce. Nello specifico, il 46% della spesa relativa all'investimento per impianto e adeguamento centrale è destinato all'installazione dell'unità cogenerativa costituita da cinque motori a gas naturale e da altrettante pompe di calore per il recupero. Il 22% della spesa è destinato alla sezione biomassa costituita da una caldaia a cippato e da una

pompa di calore. L'investimento per l'installazione dell'accumulo termica rappresenta il 4% della macro-voce analizzata.



	impianto e adeguamento centrale	rete di distribuzione del calore	interventi di interesse comunale	oneri e sicurezza
gruppi di cogenerazione	4'300'000 €			
impianto a biomassa	2'000'000 €			
accumulo termico	400'000 €			
impianti meccani ed elettrici	1'600'000 €			
interventi edilizi sulla centrale	1'000'000 €			
efficientamento energetico edifici comunali			300'000 €	
nuovo magazzino			800'000 €	
revamping di rete		5'597'076 €		
costi di progettazione				- €
costi di sicurezza				100'000 €
imprevisti				1'000'000 €
noleggio motore muletto				

Figura 8-4 | suddivisione dell'investimento economico ETSMA

Le spese sono riepilogate nella Tabella 10-1. Si segnala che:

- il quadro economico della proposta ENGIE non riporta l'investimento dei singoli componenti di impianto;
- la proposta ETSMA riporta un quadro economico delle spese non perfettamente coerente con quello riportato nel PEF. La voce *Opere edili per la nuova centrale,* equivalente a 1 M€, è presente nella relazione tecnica, ma non negli investimenti indicati nel PEF. Il PEF indica inoltre negli investimenti una cifra pari a 3,39 M€ indicata come spesa per *Manutenzioni cicliche dei motori* (3,09 M€) e spesa per *Manutenzioni ricorrenti* (0,3 M€) che non appaiono nel quadro economico riportato nella relazione tecnica.

I costi specifici risultano in generale superiori alla media dei costi. Risulta particolarmente alto il costo specifico relativo alla spesa per l'installazione dell'accumulo termico.

Entrambi i Proponenti inseriscono nel PEF la quota di riscatto dell'impianto esistente:

- la proposta ENGIE indica una spesa di 10 M€ nel primo anno di concessione;
- la proposta ETSMA indica una spesa pari a 9,5 M€ nel primo anno di concessione a cui possono essere aggiunti ulteriori 4 M€ riportati all'anno 6 di concessione.

Tabella 8-1 | investimenti

	ENGIE		ETSMA	
Macchinari principali di centrale				
Gruppi di cogenerazione	5'700 k€	1'085 €/kWt	4'300 k€	414 €/kWt
di cui motore	n.d. k€	n.d. €/kWe	3'025 k€	466 €/kWe
di cui sistema di depurazione fumi	n.d. k€		825 k€	
di cui pompa di calore	n.d. k€	n.d. €/kWt	450 k€	125 €/kWt
Impianto a biomassa	2'236 k€	559 €/kWt	2'000 k€	485 €/kWt
di cui caldaia	n.d. k€	n.d. €/kWt	1'250 k€	417 €/kWt
di cui sistema di abbattimento	n.d. k€		600 k€	
di cui pompa di calore			150 k€	133 €/kWt
Accumulo termico	663 k€	2'880 €/m^3	400 k€	235 €/m^3
Impianti meccanici ed elettrici	1'408 k€		1'600 k€	
Interventi edilizi sulla centrale	152 k€		1'000 k€	
Interventi sulla rete di distribuzione del calore				
Rete di distribuzione del calore	4'929 k€		5'600 k€	
di cui posa nuova rete	980 k€	445 €/m	717 k€	314 €/m
di cui revamping rete esistente	1'739 k€	** stima costo riparazioni	1'980 k€	367 €/m
di cui telegestione	n.d. k€	n.d. €/m	197 k€	6 €/m
di cui nuove sottocentrali	710 k€	16'900 €/SST	576 k€	12'000 €/SST
di cui revamping sottocentrali esistenti	1'500 k€	4'290 €/SST	2'124 k€	6'000 €/SST
Interventi di interesse comunale				
Nuovo magazzino	1'358 k€		800 k€	
Efficientamento energetico edifici	360 k€		300 k€	
Costi di progettazione	1'082 k€		n.d. k€	
Costi di sicurezza	254 k€		100 k€	
Imprevisti	71 k€		1'000 k€	
noleggio motore muletto	899 k€			
Investimento totale	**19'110 k€**		**17'100 k€**	

Allegato A | Analisi delle simulazioni di esercizio

Disallineamenti nei risultati di esercizio

Nella proposta ENGIE i risultati ottenuti dalla simulazione di esercizio sono presentati in più documenti, con serie di valori tra loro discordanti. Di seguito si riepilogano i documenti facenti parte della proposta ENGIE in cui vengono descritti i valori di energia primaria ed elettrica consumate e di energia termica ed elettrica erogate:

- *Allegato B | Relazione tecnica: nuova configurazione impiantistica*

  In Figura 20 e in Figura 35 (Tabella dettagliata delle concentrazioni emissive per ciascun generatore di calore) sono riportate delle tabelle riassuntive per ciascun componente di impianto di cui vengono riportate le energie prodotte e consumate e le relative emissioni su base mensile (riferimento pagina 44, 45, 60, 61). Tali tabelle derivano dal file Excel *Bardonecchia - Bilancio Energetico_rev01_07* (foglio E.PROD_MENSILE) reso disponibile dal Proponente.

  Questi valori sono stati riportati nella Tabella 0-3, nella colonna etichettata come "*Allegato B (A)*".

  In Figura 33 (Mix Energetico Centrale TLR Bardonecchia assetto futuro) viene riportata una tabella riassuntiva relativa all'energia termica ed elettrica prodotta e all'energia primaria consumata su base annuale (riferimento pagina 58). Tale tabella deriva dal file Excel *Bilancio energetico.xlsx* (foglio D.RISULTATO MIX ENERGETICO) reso disponibile dal Proponente.

  Questi valori sono stati riportati nella Tabella 0-3, nella colonna etichettata come "*Allegato B (B)*".

  In Figura 36 (Calcolo dati Configurazione futura per CAR) una tabella riassuntiva riguardante i valori annuali di energia elettrica prodotta e autoconsumata e di energia termica prodotta in cogenerazione è riportata al fine di calcolare i certificati bianchi CAR (riferimento pagina 63). Tale tabella deriva dal file Excel *CAR_Calc_Bardonecchia_rev01_07* (foglio Calcolo dati input) reso disponibile dal Proponente.

  Questi valori sono stati riportati nella Tabella 0-3, nella colonna etichettata come "*Allegato B (C)*".

- *Relazione generale progetto di fattibilità*

  In Figura 41 (Bilancio Emissivo impianto) è riportata una tabella riassuntiva i cui valori annuali di energia elettrica e termica prodotta, di energia primaria consumata e le relative emissioni sono espressi per ciascun componente di impianto (riferimento pagina 92). Tale tabella deriva da un file Excel *Bilancio Emissivo_03_rev01_07 (*foglio Bilancio) reso disponibile dal Proponente.

  Questi valori sono stati riportati nella Tabella 0-3, nella colonna etichettata come "*R.Gen*".

A partire dai valori di energia annui riepilogati nella Tabella 0-3 sono stati calcolati i rendimenti dei singoli componenti di impianto (Tabella 0-1). Si evidenzia come le prestazioni dichiarate nella *Relazione generale progetto di fattibilità* (Tabella 0-1 colonna R.Gen) siano discordanti rispetto alle prestazioni riportate nell'Allegato B (Relazione tecnica: nuova configurazione impiantistica). Data la natura tecnica del documento, come evidenziato nella sezione Documentazione della presente disanima, si assumono come validi i valori riportati nell'Allegato B (Tabella 0-1 colonna Allegato B (A)).

Tabella 0-1 | Proposta ENGIE: prestazioni di esercizio indicate dal proponente

	Allegato B (A)	Allegato B (B)	Allegato B (C)	R.Gen
motore C851				
rendimento elettrico	45%	45%	45%	47%
rapporto di cogenerazione	0,91			0,91
PdC C851				
COP	3,6			3,6
PdC + motore C851				
rendimento elettrico	44%			46%
rapporto di cogenerazione	1,03			1,03
C901 - biomassa				
rendimento	85%	85%		85%
Caldaie Integrazione e Riserva				
rendimento termico	94,5%	94,5%		97,3%
	92,9% [(a)]			

Note alla tabella:

I valori riportati in rosso sono da considerarsi non coerenti o non riportati nella documentazione allegata (n.d.).

[(a)] valore ricalcolato

I fattori di emissione degli inquinanti oggetto di analisi (polveri, ossidi di azoto, monossido di carbonio) sono stati calcolati per ciascun componente di impianto a partire dai valori annuali di massa di inquinante riepilogati nella Tabella 0-3 in relazione all'energia primaria consumata. Analogamente alle prestazioni energetiche, dal confronto dei documenti presentati dal Proponente emerge come i fattori di emissione applicati risultino non coerenti fra loro. Per ciascun componente di impianto si è proceduto a identificare come maggiormente coerenti i seguenti fattori di emissione:

- motori a gas naturale: i fattori di emissione calcolati a partire dai dati presentati nella Relazione generale progetto di fattibilità riportati nella colonna R.Gen (Tabella 0-3), non possono essere considerati validi in quanto relativi a un valore di energia primaria consumata dal motore non coerente. Come discusso precedentemente, il valore di energia primaria risulta da un'ipotesi di prestazione energetica discordante dai valori energetici riportati negli allegati tecnici e non tecnicamente valida. Si procede dunque a identificare come corretti i valori riportati nella colonna Allegato B (A) della Tabella 0-2;
- caldaia a biomassa: i fattori di emissione calcolati a partire dai dati presentati nell'Allegato B riportati nella colonna Allegato B (A) (Tabella 0-3), non possono essere considerati validi in quanto relativi a un valore di energia termica erogata e di energia primaria consumata non coerenti con i valori energetici presentati nella proposta. Tale aspetto è maggiormente dettagliato nel perseguo nella disanima. Si procede dunque a identificare come corretti i valori riportati nella colonna R.Gen della Tabella 0-2;

- caldaie di integrazione e riserva: i fattori di emissione calcolati a partire dai dati presentati nell'Allegato B riportati nella colonna Allegato B (A) (Tabella 0-3), non possono essere considerati validi in quanto derivanti da ipotesi di calcolo rese disponibili del Proponente non tecnicamente valide. Tali ipotesi sono discusse nel paragrafo seguente (Disallineamenti nell'elaborazione delle simulazioni). Si procede dunque a identificare come corretti i valori riportati nella colonna R.Gen della Tabella 0-2

Il fattore di emissione per gli ossidi di azoto delle caldaie di integrazione e riserva calcolato sull'energia termica erogata risulta pari a 92,4 mg/kWh (calcolo basato su grandezze energetiche riportare nell'Allegato B). Si evidenzia come tale valore riportato a condizioni standard (Nm^3) ecceda le soglie di limiti emissivi regionali. Tuttavia, poiché il Proponente ha dichiarato un valore di limite di emissione per gli ossidi di azoto pari al valore soglia (80 mg/Nm3 @ 3%O2), si richiede una verifica del valore di emissione annua di NOx.

Tabella 0-2 | Proposta ENGIE: fattori di emissione indicati dal proponente

	Allegato B (A) *mg/kWh*	Allegato B (B) *mg/kWh*	Allegato B (C) *mg/kWh*	R.Gen *mg/kWh*
motore C851				
emissioni polveri	4,0			4,2
emissioni NOx	49,6			52,0
emissioni CO	229,5			240,6
C901 - biomassa				
emissioni polveri	99,5			96,6
emissioni NOx	995,1			966,5
emissioni CO	663,4			644,3
Caldaie Integrazione e Riserva				
emissioni polveri	5,5			6,1
emissioni NOx	87,4			97,7
emissioni CO	109,2			122,1

Nella seguente tabella sono riepilogate le grandezze energetiche dichiarate dal Proponente. A valle dell'analisi di seguito svolta i valori di energia considerati nel proseguo della disamina sono riportati in Tabella 0-3 colonna *valore considerato.*

Tabella 0-3 | Proposta ENGIE: dati di esercizio indicati dal proponente

		Allegato B (A)	Allegato B (B)	Allegato B (C)	R.Gen	valore considerato
Centrale di generazione						
energia termica bocca di centrale	kWh/a	62'136'577	64'711'751	*n.d.*	64'930'000	64'711'751
autoconsumi elettrici di centrale	kWh/a	- 2'963'467	*n.d.*	- 27'176'031	*n.d.*	- 2'963'000
motore C851						
energia elettrica	kWh/a	30'894'760	30'894'760	30'894'760	30'895'000	30'894'760
energia termica	kWh/a	27'974'269	*n.d.*	*n.d.*	27'967'000	27'974'269
energia primaria	kWh/a	68'623'643	68'623'643	68'623'643	65'410'268	68'623'643
PdC C851						
energia termica	kWh/a	2'883'000	*n.d.*	*n.d.*	2'890'000	2'883'000
energia elettrica	kWh/a	- 800'833	*n.d.*	*n.d.*	- 802'778	- 800'833
PdC + motore C851						
energia termica unità cogenerativa	kWh/a	30'857'269	30'857'269	*n.d.*	30'857'000	30'857'269
emissioni CO2 unità cogenerativa	kg/a	129'463	*n.d.*	*n.d*	13'236'631	13'861'846 [(a)]
emissioni polveri unità cogenerativa	kg/a	276	*n.d.*	*n.d.*	275	276
emissioni NOx unità cogenerativa	kg/a	3'406	*n.d.*	*n.d.*	3'403	3'406
emissioni CO unità cogenerativa	kg/a	15'748	*n.d.*	*n.d.*	15'738	15'748
C901 - biomassa						
energia termica	kWh/a	20'041'912	19'823'824	*n.d.*	19'824'000	19'824'000
energia primaria	kWh/a	23'578'720	23'322'146	*n.d.*	23'322'353	23'322'146
emissioni CO2	kg/a	*n.d.*	*n.d.*	*n.d.*	-	-
emissioni polveri	kg/a	2'346	*n.d.*	*n.d.*	2'254	2'254
emissioni NOx	kg/a	23'464	*n.d.*	*n.d.*	22'540	22'540
emissioni CO	kg/a	15'643	*n.d.*	*n.d.*	15'027	15'026
Caldaie Integrazione e Riserva						
energia termica	kWh/a	11'237'395	14'030'657	*n.d.*	14'249'000	14'030'657
energia primaria	kWh/a	11'891'423	14'847'256	*n.d.*	14'644'806	15'102'968 [(a)]
emissioni CO2	kg/a	2'406'387	*n.d.*	*n.d.*	2'963'570	3'050'800 [(a)]
emissioni polveri	kg/a	65	*n.d.*	*n.d.*	89	92 [(a)]
emissioni NOx	kg/a	1'039	*n.d.*	*n.d.*	1'431	1'476 [(a)]
emissioni CO	kg/a	1'298	*n.d.*	*n.d.*	1'789	1'845 [(a)]
dissipazione termica	kWh/a	*n.d.*	218'088	*n.d.*	*n.d.*	

Note alla tabella:

I valori riportati in rosso sono da considerarsi non coerenti o non riportati nella documentazione allegata (n.d.).

[(a)] valore ricalcolato

Di seguito, viene presentato un riepilogo dei dati eterogenei tra i vari documenti, accompagnato dalla motivazione alla base della scelta di ciascun valore per ogni grandezza:

- energia termica erogata a bocca di centrale: il valore di energia termica annua erogata a bocca di centrale riportato in Tabella 0-3 colonna Allegato B (A) risulta inferiore rispetto ai valori riportati in colonna Allegato B (B) e colonna R.Gen. Il valore considerato valido è pari a 64,7 GWh/anno in quanto coerente con l'energia erogata agli utenti dichiarata del Proponente di 55 GWh/anno;
- energia elettrica autoconsumata: in Tabella 0-3 colonna Allegato B (C) è riportato un valore di autoconsumo dell'energia elettrica pari al 88% dell'energia elettrica erogata dal motore C851. Tale valore non è tecnicamente valido e pertanto si ritiene corretto il valore riportato in colonna Allegato B (A). Il valore considerato valido è pari a 2,9 GWh/anno;
- energia primaria motore C851: il valore di energia primaria indicato in Tabella 0-3 colonna R.Gen risulta non coerente con il dato riportato nelle colonne Allegato B (A), (B), (C) e R.Gen. Il valore considerato valido è pari a 68,6 GWh/anno in quanto coerente in ogni parte dall'Allegato B considerato di maggiore rilevanza data la natura tecnica e non generale del documento;
- emissioni CO_2 unità cogenerativa (C851 + PdC C851): il valore di emissione riportato in Tabella 0-3 colonna Allegato B (A) è stato calcolato a partire dal valore di energia primaria moltiplicato per il fattore di emissione del gas naturale e decurtato della quota di energia elettrica prodotta in cogenerazione a cui è applicato il fattore di emissione dell'energia elettrica pari a 445,3 gCO_2/kWh. Tale metodologia di calcolo non è applicabile in questo contesto in cui è richiesto il conteggio delle emissioni totali. Il valore di emissione di CO_2 è stato valutato con la metodologia corretta nel documento *Relazione generale progetto di fattibilità* (Tabella 0-3 colonna R.Gen), il valore numerico però potrebbe non essere completamente aderente alla realtà in quanto derivante da un valore di energia primaria non conforme ai dati riportati negli altri documenti (come riportato al punto precedente). Il valore corrispondente all'emissione annua di CO_2 dell'unità cogenerativa è stato dunque ricalcolato a partire dal valore di energia primaria convalidato al precedente punto applicando il fattore di emissione di CO_2 pari a 0,202 $kgCO_2/kWh$ (ISPRA 2021), ugualmente applicato dal Proponente;
- caldaie di integrazione e riserva e caldaia a biomassa: i valori di energia termica erogata riportati in Tabella 0-3 colonna Allegato B (A) relativi alla produzione di calore da caldaie di integrazione e riserva e da caldaia a biomassa (C901) risultano discordanti rispetto alle grandezze energetiche dichiarate in colonna Allegato B (B) e colonna R.Gen. Nello specifico, il valore di energia termica da biomassa risulta superiore del 1%, mentre il valore di calore erogato da caldaie a gas naturale inferiore del circa 20%. In coerenza con il valore di energia termica prodotta a bocca di centrale identificato al punto precedente, i valori di energia termica annui prodotti da caldaie considerati validi sono rispettivamente 19,8 GWh/anno e 14 GWh/anno per la caldaia a biomassa C901 e per le caldaie di integrazione e riserva. Tali valori sono riportati nell'Allegato B e quindi ritenuti maggiormente validi per la natura tecnica del documento. Il consumo di cippato corrispondente è pari a 8.432 t/anno (PCI biomassa 2,766 kWh/kg come dichiarato dal Proponente). L'energia primaria consumata dalle caldaie di integrazione e riserva è stata ricalcolata applicando il rendimento termico corretto (92,9%). I valori di emissione sono stati ricalcolati applicando all'energia primaria consumata il fattore di emissione applicato dal Proponente nell'Allegato B (Tabella 0-2 colonna Allegato B (A)).

Per quanto concerne la proposta ETSMA, i risultati delle simulazioni non presentano incongruenze.

Disallineamenti nell'elaborazione delle simulazioni

Di seguito vengono segnalate alcune incongruenze riscontrate nel corso dell'analisi a valle delle quali è stato ricalcolato il valore di energia reale corrispondente.

Sezione a biomassa legnosa

Con riferimento all'analisi del funzionamento della sezione a biomassa legnosa, nella proposta ETSMA la simulazione di esercizio relativa alla richiesta termica a regime non conteggia la mancata produzione di energia termica da biomassa nel periodo di fermata per manutenzione programmata annua dell'impianto (dal 1 al 15 luglio). In tale periodo la caldaia a cippato produrrebbe circa 45 MWh/giorno per un totale di 675 MWh.

Pertanto, sull'energia erogata dalla sezione a biomassa legnosa, come dettagliato in seguito, nella presente trattazione è stata applicata una riduzione del 2% circa corrispondente all'energia erogata nel periodo di fermo estivo per manutenzione erroneamente trascurato. L'energia non prodotta dalla sezione a biomassa legnosa è stata sostituita in ugual misura con energia prodotta dalla sezione di cogenerazione.

Sezione di integrazione e riserva

Per quanto riguarda l'analisi del funzionamento della sezione di integrazione e riserva, come segnalato nel punto 3.2.1, entrambi i Proponenti hanno assunto dati delle caldaie non coerenti con l'effettiva configurazione impiantistica attuale. In particolare, la discrepanza riguarda il rendimento termico, che porta entrambi i Proponenti a sottostimare i valori di energia primaria di gas naturale consumata dalle caldaie di integrazione e riserva.

Pertanto, nella presente trattazione tali valori sono dunque stati ricalcolati applicando il rendimento termico corretto, pari a 92,9%.

Inoltre, per quanto riguarda la proposta ENGIE, sono emerse alcune discrepanze, di seguito illustrate, nelle modalità di calcolo della produzione attribuita alle caldaie di integrazione e riserva e, conseguentemente, alle relative emissioni.
Si riportano di seguito le tabelle di riepilogo allegate dal Proponente nell'Allegato B (Relazione Tecnica: Nuova configurazione impiantistica) e trasmesse tramite file Excel (Bardonecchia - Bilancio Energetico_rev01_07 – foglio E.PROD_MENSILE).
A partire dall'analisi del file Excel è emerso come nel calcolo delle prestazioni energetiche e ambientali delle caldaie di integrazione e riserva (C103/4, C702/3/4, C304/4/6, C202, C502) siano presenti alcuni errori di calcolo. In particolare, nella definizione delle ore di funzionamento equivalenti, dell'energia termica prodotta e della portata fumi di scarico i valori unitari applicati vengono moltiplicati per un numero di componenti discordante. Si riporta di seguito il dettaglio delle incongruenze riscontrate:

- *Caldaie di integrazione e riserva C103 – C104*

  L'energia termica erogata dal gruppo caldaie viene ottenuta moltiplicando il valore di energia termica prodotta da una singola caldaia (cella N3:N14 – foglio E.PROD_MENSILE) per il numero di componenti in esame (2 caldaie di integrazione e riserva)

La portata fumi di scarico viene ottenuta moltiplicando il valore di portata fumi di una singola caldaia (cella B35 – foglio E_RIF. TOOL COMB) per un numero di componenti in esame non corretto (3 caldaie di integrazione e riserva invece che 2)

Le ore equivalenti di funzionamento sono ottenute a partire dal rapporto dell'energia termica erogata con la potenza massima erogabile del gruppo caldaie. La potenza è calcolata moltiplicando il valore unitario di potenza per il numero di componenti in esame (2 caldaie di integrazione e riserva)

- *Caldaie di integrazione e riserva C702 – C703 – C704*

  L'energia termica erogata dal gruppo caldaie viene ottenuta moltiplicando il valore di energia termica prodotta da una singola caldaia (cella N3:N14 – foglio E.PROD_MENSILE) per il numero di componenti in esame (3 caldaie di integrazione e riserva)

  La portata fumi di scarico viene ottenuta moltiplicando il valore di portata di una singola caldaia (cella B35 – foglio E_RIF. TOOL COMB) per il numero di componenti in esame (3 caldaie di integrazione e riserva)

  Le ore equivalenti di funzionamento sono ottenute a partire dal rapporto dell'energia termica erogata con la potenza massima erogabile del gruppo caldaie. La potenza è calcolata moltiplicando il valore unitario di potenza per il numero di componenti in esame (3 caldaie di integrazione e riserva)

- *Caldaie di integrazione e riserva C304 – C305 – C306*

  L'energia termica erogata dal gruppo caldaie viene ottenuta moltiplicando il valore di energia termica prodotta da una singola caldaia (celle N3:N14 – foglio E.PROD_MENSILE) per il numero di componenti in esame (3 caldaie di integrazione e riserva)

  La portata fumi di scarico viene ottenuta moltiplicando il valore di portata di una singola caldaia (cella B35 – foglio E_RIF. TOOL COMB) per un numero di componenti in esame non corretto (4 caldaie di integrazione e riserva invece che 3)

  Le ore equivalenti di funzionamento sono ottenute a partire dal rapporto dell'energia termica erogata con la potenza massima erogabile del gruppo caldaie. La potenza è calcolata moltiplicando il valore unitario di potenza per un numero di componenti in esame non corretto (4 caldaie di integrazione e riserva invece che 3)

Si evidenzia inoltre che i valori di energia termica prodotta da una singola caldaia di integrazione e riserva sono ottenuti a partire da un valore complessivo di energia termica prodotta da tutte le caldaie presenti diviso per il numero di caldaie installate (10 caldaie). Nelle sottostanti tabelle di calcolo utilizzate dal Proponente (Figura 0-1) l'energia termica viene erroneamente allocata solo su 8 caldaie di integrazione e riserva, tale errore genera un valore annuale di energia termica erogata da caldaie inferiore del 20% (vedi Tabella 0-5).

L'errore nel calcolo delle portate genera dunque a cascata un errore nel calcolo delle emissioni di polveri, NOx e CO. Per tali motivazioni risulta impossibile identificare come validi i valori di emissione di energia primaria indicati per i corpi caldaie e dunque impossibile considerare validi i fattori di emissione ottenuti a partire da tali grandezze riportati nella Tabella 0-2 colonna Allegato B (A).

engie	**Proponente:** Engie Reti Calore Srl **Progetto:** Servizio di teleriscaldamento e di efficientamento energetico degli edifici comunali **Impianto:** Bardonecchia **Titolo doc.:** Nuova configurazione impiantistica	DOC N° **B_TLR_BRD_PF_RTIm** Page: 60 of 73 Rev.: 04 Data: 20/06/2023

CB01	EOH	Energia elettrica prodotta	Energia elettrica Venduta	Energia elettrica autoconsumata	Energia termica prodotta	Energia termica primaria	Portata fumi di scarico @5%O2	Concentrazione ammessa polveri	Concentrazione ammessa NOx	Concentrazione ammessa CO	Emissione annua tep	Emissione annua CO2	Emissione annua polveri	Emissione annua CO	Emissione annua NOx
	h	kWhe	kWhe	kWhe	kWht	kWhf	Nm³/h	mg/Nm³ @ 15% di O₂	mg/Nm³ @ 15% di O₂	mg/Nm³ @ 15% di O₂	tons	kg/a	kg/a	kg/a	kg/a
Gen	717	3.766.040	3.483.817	242.123	3.301.028	6.320.729	32.815	1,4	17	80	711,583	15.656	33	1.810	413
Feb	657	3.583.520	3.148.474	216.344	3.068.475	5.913.497	32.815	1	17	80	646,533	14.179	30	1.725	373
Mar	658	3.554.990	3.343.541	251.449	3.255.135	7.085.216	32.815	1	17	80	686,720	15.065	32	1.833	396
Apr	498	2.562.815	2.383.418	179.397	2.320.551	5.602.541	32.815	1	17	80	489,539	10.739	23	1.306	283
Mag	677	3.484.210	3.240.315	243.893	3.154.856	7.739.172	32.815	1	17	80	665,545	14.601	31	1.776	384
Giu	279	1.424.900	1.325.142	99.743	1.290.108	3.140.008	32.815	1	17	80	272,191	5.971	13	726	157
Lug	249	1.384.635	1.287.705	96.914	1.253.758	3.075.534	32.815	1	17	80	264,496	5.803	12	706	153
Ago	198	1.024.320	952.512	71.688	927.158	2.275.158	32.815	1	17	80	195,614	4.292	9	522	113
Set	313	1.611.200	1.498.416	112.764	1.458.833	3.579.818	32.815	1	17	80	307,777	6.753	14	821	178
Ott	255	1.304.985	1.213.780	91.345	1.180.791	2.896.598	32.815	1	17	80	249,107	5.465	12	665	144
Nov	460	3.358.625	3.180.721	237.304	3.077.182	7.549.548	32.815	1	17	80	645,218	14.342	30	1.752	379
Dic	492	3.564.780	3.315.245	245.535	3.227.830	7.918.113	32.815	1	17	80	680,550	14.934	32	1.817	393
	5.196,00	30.894.760,00		28.792.124,00	2.142.633,20	27.974.269,44	68.623.603,40				5.901,82	129.463,45	274,40	15.748,41	3.405,59

PAC001	EOH	Energia elettrica prodotta	Energia elettrica Venduta	Energia elettrica autoconsumata	Energia termica prodotta	Energia termica primaria	Portata fumi di scarico @5%O2	Concentrazione ammessa polveri	Concentrazione ammessa NOx	Concentrazione ammessa CO	Emissione annua tep	Emissione annua CO2	Emissione annua polveri	Emissione annua CO	Emissione annua NOx
	h	kWhe	kWhe	kWhe	kWht	kWhf	Nm³/h	mg/Nm³ @ 3% di O₂	mg/Nm³ @ 3% di O₂	mg/Nm³ @ 3% di O₂	tons	kg/a	kg/a	kg/a	kg/a
Gen	744	-119.559			372.000										
Feb	672	-59.939			336.000										
Mar	720	-58.472			354.500										
Apr	456	-68.611			247.000										
Mag	678	-94.187			195.500										
Giu	208	-28.196			101.500										
Lug	218	-25.585			106.500										
Ago	168	-18.774			115.000										
Set	288	-28.196			119.500										
Ott	287	-32.317			118.500										
Nov	480	-52.917			334.500										
Dic	708	-98.533			354.000										
	5.746,00		800.033,30	-	2.865.000,00										

Biomassa CM1	EOH	Energia elettrica prodotta	Energia elettrica Venduta	Energia elettrica prodotta	Energia termica prodotta	Energia termica primaria	Portata fumi di scarico @15%O2	Concentrazione ammessa polveri	Concentrazione ammessa NOx	Concentrazione ammessa CO	Emissione annua tep	Emissione annua CO2	Emissione annua polveri	Emissione annua CO	Emissione annua NOx	Consumo attesio cippato biomassa
	h	kWhe	kWhe	kWhe	kWht	kWhf	Nm³/h	mg/Nm³ @ 11% di O₂	mg/Nm³ @ 11% di O₂	mg/Nm³ @ 11% di O₂	tons	kg/a	kg/a	kg/a	kg/a	tons
Gen	744				2.976.000	3.501,176	15,610	30	300	200	1.160,790	0	348	2.323	3.484	1,392
Feb	672				2.688.000	3.142,353	15,610	30	300	200	1.149,298	0	315	2.098	3.147	1,149
Mar	744				2.976.000	3.501,176	15,610	30	300	200	1.160,790	0	348	2.323	3.484	1,392
Apr	717				2.869.900	3.376,353	15,610	30	300	200	1.210,665	0	358	2.240	3.360	1,221
Mag	0				0	0	15,610	30	300	200	0,000	0	0	0	0	0
Giu	0				0	0	15,610	30	300	200	0,000	0	0	0	0	0
Lug	0				0	0	15,610	30	300	200	0,000	0	0	0	0	0
Ago	0				0	0	15,610	30	300	200	0,000	0	0	0	0	0
Set	720				0	0	15,610	30	300	200	0,000	0	0	0	0	0
Ott	696				1.677,331	1.150,037	15,610	30	300	200	1.148,842	0	313	2.090	3.135	1,139
Nov	720				1.678,681	1.586,648	15,610	30	300	200	1.216,212	0	337	2.247	3.370	1,216
Dic	744				1.676,600	1.501,176	15,610	30	300	200	1.160,790	0	348	2.323	3.484	1,392
	5.010,48	-	-	-	20.041,911,90	23.578,715,88					8.524,48	-	2.344,41	15.642,71	23.464,07	8.524,48

Caldaia C103/4	EOH	Energia elettrica prodotta	Energia elettrica Venduta	Energia elettrica prodotta	Energia termica prodotta	Energia termica primaria	Portata fumi di scarico @5%O2	Concentrazione ammessa polveri	Concentrazione ammessa NOx	Concentrazione ammessa CO	Emissione annua tep	Emissione annua CO2	Emissione annua polveri	Emissione annua CO	Emissione annua NOx
	h	kWhe	kWhe	kWhe	kWht	kWhf	Nm³/h	mg/Nm³ @ 3% di O₂	mg/Nm³ @ 3% di O₂	mg/Nm³ @ 3% di O₂	tons	kg/a	kg/a	kg/a	kg/a
Gen	179				907,758	1.055,808	8,874	5	80	100	50,799	213,027	4	114	114
Feb	131				756,857	800,340	8,874	5	80	100	48,882	152,083	4	117	93
Mar	12				301,919	318,856	8,874	5	80	100	17,412	34,515	2	40	27
Apr	4				25,168	24,516	8,874	5	80	100	2,228	4,901	0	4	3
Mag	2				19,301	41,035	8,874	5	80	100	4,562	8,430	0	6	5
Giu	0				0	0	8,874	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Lug	0				0	0	8,874	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Ago	0				146	154	8,874	5	80	100	0,013	31	0	0	0
Set	0				378	400	8,874	5	80	100	0,034	81	0	0	0
Ott	1				4,320	4,571	8,874	5	80	100	0,893	921	0	1	1
Nov	14				67,192	71,112	8,874	5	80	100	6,110	14,000	1	14	12
Dic	104				563,517	627,660	8,874	5	80	100	55,922	116,802	3	61	54
		487,73	-	-	2.809,348,79	2.972.955,87					205,67	485.594,63	21,64	452,81	346,25

Caldaia C701/5/6	EOH	Energia elettrica prodotta	Energia elettrica Venduta	Energia elettrica prodotta	Energia termica prodotta	Energia termica primaria	Portata fumi di scarico @5%O2	Concentrazione ammessa polveri	Concentrazione ammessa NOx	Concentrazione ammessa CO	Emissione annua tep	Emissione annua CO2	Emissione annua polveri	Emissione annua CO	Emissione annua NOx
	h	kWhe	kWhe	kWhe	kWht	kWhf	Nm³/h	mg/Nm³ @ 3% di O₂	mg/Nm³ @ 3% di O₂	mg/Nm³ @ 3% di O₂	tons	kg/a	kg/a	kg/a	kg/a
Gen	179				1.456,638	1.583,712	8,874	5	80	100	196,139	415,485	4	114	114
Feb	131				1.135,346	1.201,414	8,874	5	80	100	155,022	243,134	3	117	93
Mar	12				451,978	478,394	8,874	5	80	100	41,162	36,787	2	40	27
Apr	4				34,752	36,774	8,874	5	80	100	3,163	7,442	0	4	3
Mag	7				59,048	62,484	8,874	5	80	100	5,374	12,645	0	6	5
Giu	0				0	0	8,874	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Lug	0				0	0	8,874	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Ago	0				229	242	8,874	5	80	100	0,020	47	0	0	0
Set	1				592	626	8,874	5	80	100	0,053	121	0	0	0
Ott	1				6,480	6,857	11,692	5	80	100	0,590	1,368	0	1	1
Nov	12				140,251	148,413	11,692	5	80	100	13,764	30,033	1	14	12
Dic	77				888,779	940,503	11,692	5	80	100	80,883	190,920	5	61	54
		365,00	-	-	4.214.023,19	4.459.283,80					385,50	902.394,94	21,64	452,81	346,25

Caldaia C304/5/6	EOH	Energia elettrica prodotta	Energia elettrica Venduta	Energia elettrica prodotta	Energia termica prodotta	Energia termica primaria	Portata fumi di scarico @5%O2	Concentrazione ammessa polveri	Concentrazione ammessa NOx	Concentrazione ammessa CO	Emissione annua tep	Emissione annua CO2	Emissione annua polveri	Emissione annua CO	Emissione annua NOx
	h	kWhe	kWhe	kWhe	kWht	kWhf	Nm³/h	mg/Nm³ @ 3% di O₂	mg/Nm³ @ 3% di O₂	mg/Nm³ @ 3% di O₂	tons	kg/a	kg/a	kg/a	kg/a
Gen	180				1.456,638	1.583,712	11,692	5	80	100	196,139	415,485	4	114	114
Feb	99				1.135,346	1.201,414	11,692	5	80	100	155,022	243,134	3	117	93
Mar	30				451,978	478,394	11,692	5	80	100	41,162	36,787	2	40	27
Apr	3				34,752	36,774	11,692	5	80	100	3,163	7,442	0	4	3
Mag	5				59,048	62,484	11,692	5	80	100	5,374	12,645	0	6	5
Giu	0				0	0	11,692	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Lug	0				0	0	11,692	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Ago	0				229	242	11,692	5	80	100	0,020	47	0	0	0
Set	0				592	626	11,692	5	80	100	0,053	121	0	0	0
Ott	1				6,480	6,857	11,692	5	80	100	0,590	1,368	0	1	1
Nov	12				140,251	148,413	11,692	5	80	100	13,764	30,033	1	14	12
Dic	77				888,779	940,503	11,692	5	80	100	80,883	190,920	5	61	54
		365,00	-	-	4.214.023,19	4.459.283,80					385,50	902.394,94	21,64	452,81	346,25

Caldaia C300	EOH	Energia elettrica prodotta	Energia elettrica Venduta	Energia elettrica prodotta	Energia termica prodotta	Energia termica primaria	Portata fumi di scarico @5%O2	Concentrazione ammessa polveri	Concentrazione ammessa NOx	Concentrazione ammessa CO	Emissione annua tep	Emissione annua CO2	Emissione annua polveri	Emissione annua CO	Emissione annua NOx
	h	kWhe	kWhe	kWhe	kWht	kWhf	Nm³/h	mg/Nm³ @ 11% di O₂	mg/Nm³ @ 11% di O₂	mg/Nm³ @ 11% di O₂	tons	kg/a	kg/a	kg/a	kg/a
Gen	0				0	0	2,958	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Feb	0				0	0	2,958	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Mar	0				0	0	2,958	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Apr	0				0	0	2,958	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Mag	0				0	0	2,958	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Giu	0				0	0	2,958	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Lug	0				0	0	2,958	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Ago	0				0	0	2,958	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Set	0				0	0	2,958	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Ott	0				0	0	2,958	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Nov	0				0	0	2,958	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Dic	0				0	0	2,958	5	80	100	0,000	0	0	0	0
	-	-	-	-	-	-					-	-	-	-	-

Caldaia C302	EOH	Energia elettrica prodotta	Energia elettrica Venduta	Energia elettrica prodotta	Energia termica prodotta	Energia termica primaria	Portata fumi di scarico @5%O2	Concentrazione ammessa polveri	Concentrazione ammessa NOx	Concentrazione ammessa CO	Emissione annua tep	Emissione annua CO2	Emissione annua polveri	Emissione annua CO	Emissione annua NOx
	h	kWhe	kWhe	kWhe	kWht	kWhf	Nm³/h	mg/Nm³ @ 11% di O₂	mg/Nm³ @ 11% di O₂	mg/Nm³ @ 11% di O₂	tons	kg/a	kg/a	kg/a	kg/a
Gen	0				0	0	5,956	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Feb	0				0	0	5,956	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Mar	0				0	0	5,956	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Apr	0				0	0	5,956	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Mag	0				0	0	5,956	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Giu	0				0	0	5,956	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Lug	0				0	0	5,956	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Ago	0				0	0	5,956	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Set	0				0	0	5,956	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Ott	0				0	0	5,956	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Nov	0				0	0	5,956	5	80	100	0,000	0	0	0	0
Dic	0				0	0	5,956	5	80	100	0,000	0	0	0	0
	-	-	-	-	-	-					-	-	-	-	-

Figura 0-1 | Proposta Engie: tabelle di calcolo produzioni ed emissioni mensili

Accumuli termici

Con riferimento all'analisi del funzionamento dei sistemi di accumulo termico, la proposta ENGIE attribuisce un valore errato all'energia massima erogabile in ciascuna fase di scarica. In particolare, la simulazione di esercizio presentata assume che l'accumulo possa erogare una potenza massima di 10 MW per periodo di tempo di 3 ore consecutive (30 MWh). Le dimensioni effettive dell'accumulo sono già state esaminate al punto 3.2.1: la capacità termica è stata rivalutata pari a 7,78 MWh, erogabili in 1 h con una potenza termica di 7,78 MW.

Pertanto, nella presente trattazione l'energia che transita dal sistema di accumulo è stata ricalcolata in accordo con i valori rivalutati. Questa correzione non modifica l'energia erogata dalla sezione a biomassa, in

quanto tale energia è stata decurtata dall'energia prodotta dal motore cogenerativo che avrebbe contribuito nelle ore di minor richiesta termica al riempimento dell'accumulo termico e attribuita alle caldaie di integrazione e riserva utilizzate in sostituzione dell'accumulo nei periodi di picco di richiesta.

Revisione dei risultati delle simulazioni

Si procede a una revisione dei risultati delle simulazioni di esercizio in base alle incongruenze riscontrate, illustrando le scelte di analisi adottate caso per caso.

In particolare nella presente trattazione si procede a una ricostruzione dei valori delle grandezze necessarie all'analisi energetica e ambientale, sulla base di un'analisi puntuale del contenuto dei documenti costituenti la proposta.

I valori considerati nel corso della presente trattazione sono riepilogati nelle tabelle seguenti. I medesimi valori sono ripresi nel paragrafo 4.2.4 per ciascun Proponente.

Nelle tabelle seguenti sono riportati per ciascun Proponente i principali dati inerenti:

- i valori delle prestazioni di esercizio dei componenti di centrale;
- i dati del bilancio energetico annuo di esercizio;
- i valori dichiarati di emissione.

Tabella 0-4 | Proposta ENGIE : dati di esercizio

Centrale di generazione		
energia termica bocca di centrale	GWh/a	64,71
autoconsumi elettrici di centrale	GWh /a	- 3,0
motore C851		
energia elettrica	GWh /a	30,9
energia termica	GWh /a	28,0
energia primaria	GWh /a	68,6
PdC C851		
energia termica	GWh /a	2,9
energia elettrica	GWh /a	- 0,8
PdC + motore C851		
energia termica unità cogenerativa	GWh /a	30,8
emissioni CO2 unità cogenerativa	kg/a	13,8 [(a)]
emissioni polveri unità cogenerativa	kg/a	276
emissioni NOx unità cogenerativa	kg/a	3'406
emissioni CO unità cogenerativa	kg/a	15'748
C901 - biomassa		
energia termica	GWh /a	19,8
energia primaria	GWh /a	23,3
emissioni CO2	kg/a	-
emissioni polveri	kg/a	2'254
emissioni NOx	kg/a	22'540
emissioni CO	kg/a	15'026
Caldaie Integrazione e Riserva		
energia termica	GWh /a	14,0
energia primaria	GWh /a	15,1 [(a)]
emissioni CO2	kg/a	3,050'800 [(a)]
emissioni polveri	kg/a	92 [(a)]
emissioni NOx	kg/a	1'476 [(a)]
emissioni CO	kg/a	1'845 [(a)]

Note alla tabella:

I valori riportati in rosso sono da considerarsi non coerenti o non riportati nella documentazione allegata (n.d.).

[(a)] valore ricalcolato

Tabella 0-5 | Proposta ETSMA: dati di esercizio

Centrale di generazione		
energia termica bocca di centrale	GWh/anno	73,6
autoconsumi elettrici di centrale	GWh/anno	0,5
motori		
energia elettrica	GWh/anno	23,9
energia termica	GWh/anno	25,0
energia primaria	GWh/anno	56,9
PdC - motori		
energia termica	GWh/anno	13,3
energia elettrica	GWh/anno	- 3,3
PdC + motore		
energia termica unità cogenerativa	GWh/anno	38,2
emissioni CO2 unità cogenerativa	kg/anno	11'504'000
emissioni polveri unità cogenerativa	kg/anno	*n.d.*
emissioni NOx unità cogenerativa	kg/anno	2'383
emissioni CO unità cogenerativa	kg/anno	10'212
Caldaia a biomassa		
energia termica	GWh/anno	21,1
energia primaria	GWh/anno	24,8
PdC - biomassa		
energia termica	GWh/anno	7,9
energia elettrica	GWh/anno	-1,8
Caldaia a biomassa + PdC		
energia termica unità a biomassa	GWh/anno	29,0
emissioni CO2 unità a biomassa	kg/anno	-
emissioni polveri unità a biomassa	kg/anno	175
emissioni NOx unità a biomassa	kg/anno	2'808
emissioni CO unità a biomassa	kg/anno	3'510
Caldaie Integrazione e Riserva		
energia termica	GWh/anno	6,4
energia primaria	GWh/anno	6,9 [(a)]
emissioni CO2	kg/anno	1'340'000
emissioni polveri	kg/anno	*n.d.*
emissioni NOx	kg/anno	530
emissioni CO	kg/anno	662

Note alla tabella:

I valori riportati in rosso sono da considerarsi non coerenti o non riportati nella documentazione allegata (n.d.).

[(a)] valore ricalcolato

Tabella 0-6 | Ipotesi di esercizio: proposte a confronto

componente	ENGIE	ETSMA
Energia termica		
generazione termica GWh/anno	65	73,7
di cui transitata attraverso gli accumuli termici GWh/anno	5	n.d.
Energia elettrica		
generazione elettrica GWh/anno	30	24
consumi interni GWh/anno	2,8	1,0
consumi per alimentazione delle pompe di calore	0,8	5,1
energia elettrica immessa in rete	26	18,2
Energia primaria		
consumi di combustibili GWh/anno	106	89

Note alla tabella:

I valori evidenziati in verde si riferiscono a dati ricalcolati.

I valori evidenziati in rosso si riferiscono a dati non disponibili (n.d.).

Tabella -7 | Proposta ENGIE : fattori di emissione

	mg/kWh
motore C851	
emissioni polveri	4,0
emissioni NOx	*49,6*
emissioni CO	*229,5*
C901 - biomassa	
emissioni polveri	96,6
emissioni NOx	966,5
emissioni CO	644,3
Caldaie Integrazione e Riserva	
emissioni polveri	6,1
emissioni NOx	97,7
emissioni CO	122,1

Tabella -8 | Proposta ETSMA: fattori di emissione

	mg/kWh
motori	
emissioni polveri	*n.d.*
emissioni NOx	41,9
emissioni CO	179,6
Caldaia a biomassa	
emissioni polveri	7,05
emissioni NOx	113,13
emissioni CO	141,42
Caldaie Integrazione e Riserva	
emissioni polveri	*n.d.*
emissioni NOx	80,03
emissioni CO	99,97