



REPORT DI DIAGNOSI ENERGETICA

ArcelorMittal Italy Energy S.r.l.
Centrale Termoelettrica di Taranto



Energy Auditor

Ing. Gian Giacomo Verdecchia

ReDE

Ing. Ing. Giuseppina Calvanese

Roma, 01/12/2020

Sommario

1	Introduzione.....	4
1.1	TEP Energy Solution.....	4
1.2	Obiettivi del progetto.....	4
1.3	Executive summary	5
1.4	Metodologia della Diagnosi Energetica.....	7
1.5	Clusterizzazione.....	10
1.6	Composizione del team di audit.....	11
1.7	Strumentazione di misura presente, metodologia di monitoraggio e acquisizione dati	12
1.8	Descrizione del sistema di monitoraggio	13
1.9	Unità di misura, Fattori di conversione e di aggiustamento	15
2	Inquadramento	16
2.1	Informazioni generali dell'azienda	16
2.2	Informazioni generali	17
2.3	Descrizione degli impianti	18
2.3.1	Impianto CET2	18
2.3.2	Impianto CET3	18
3	Struttura energetica del sito	20
4	Descrizione approvvigionamento e autoproduzione.....	20
4.1	Vettori energetici utilizzati	21
4.2	Riepilogo della struttura energetica.....	22
5	Analisi quantitativa del fabbisogno energetico	23
5.1	Fabbisogno energetico complessivo di energia primaria.....	24
5.2	Energia Primaria	24
5.2.1	Energia termica (Gas metano e Gas siderurgici)	24
5.2.2	Energia elettrica	31
6	Prodotti intermedi/finali	36
6.1	Energia elettrica	36
6.2	Energia termica (vapore).....	37
7	Definizione dei KPI e confronto con i benchmark di mercato	39
7.1	Indici di Performance Globali (IPG)	39
7.2	Indici di Performance Specifici (IPS)	42
7.2.1	IPS termici.....	42
7.2.2	IPS elettrici.....	44
7.2.3	Confronto indici specifici e indici di obiettivo (riferimenti/benchmark).....	46

8	Precedenti interventi di efficienza energetica realizzati nel sito	47
9	Proposta di soluzioni per l'efficienza energetica	47
9.1	Soluzioni proposte, raccomandazioni	47
9.2	Interventi	48
9.2.1	Intervento 1: Relamping LED	48
9.2.2	Eventuale collegamento al teleriscaldamento e CAR	49
10	Riepilogo proposte di efficientamento	50
10.1	PCI e fattori di conversione in TEP	51

1 Introduzione

1.1 TEP Energy Solution

TEP Energy Solution è una Energy Service Company “ESCO” appartenente al gruppo SNAM S.p.A. costituita a Roma nel 2006, accreditata presso il Gestore dei Servizi Energetici S.p.A., certificata ISO 9001 e UNI CEI 11352 per la gestione dei servizi energetici.

TEP propone, realizza e gestisce progetti di efficienza energetica, è specializzata nell’individuare le migliori soluzioni tecniche e finanziarie e, operando in “modalità ESCO”, investe direttamente, o in co-partecipazione con il cliente, nelle iniziative individuate remunerando la propria attività tramite la partecipazione ai risparmi generati.

L’individuazione degli interventi da implementare nasce da una diagnosi energetica del sito, in modo da garantire l’integrazione e la compatibilità delle soluzioni proposte con le forme energetiche e i vettori previsti dai processi di stabilimento.

Sulla base di tale approccio, TEP ha sviluppato una specifica area di competenza per l’esecuzione di diagnosi energetiche che può oggi mettere al servizio delle aziende energivore e delle grandi imprese che hanno l’esigenza di condurre una diagnosi energetica presso le proprie strutture, conformemente ai requisiti imposti dal D. Lgs. 102/2014.

1.2 Obiettivi del progetto

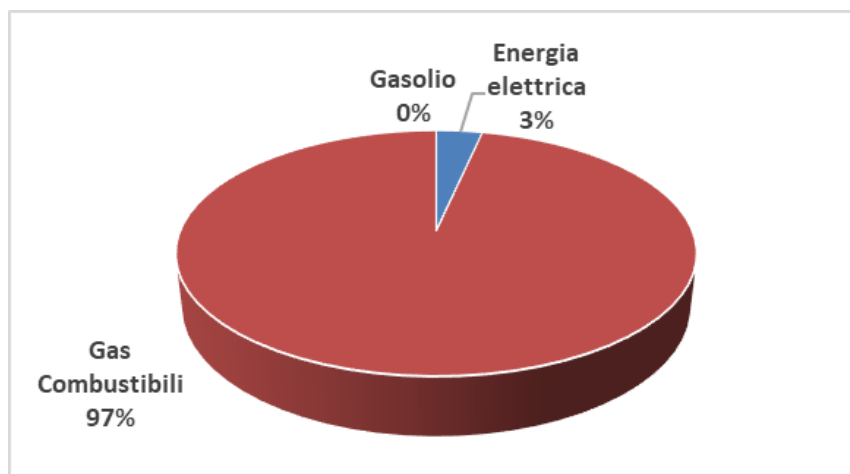
L’intervento proposto consiste nello svolgimento di un audit energetico presso la centrale termoelettrica di Taranto di ArcelorMittal Italy Energy S.r.l. La diagnosi ha l’obiettivo principale di identificare eventuali criticità in termini di utilizzo, consumo e gestione delle fonti energetiche e proporre le opportunità di efficienza implementabili a livello di impianti, macchinari, processi e di gestione, anche in modalità ESCO. L’audit energetico sarà eseguito conformemente alle Normativa tecnica di riferimento UNI CEI 16247:2014.

1.3 Executive summary

Di seguito si riporta una tabella di riepilogo e un grafico dei consumi energetici dell'intero sito relativi all'anno 2019.

N.	Consumi energetici	Quantità	u.m.	Quantità* (tep)	Incidenza %
V1	Energia elettrica*	151.351	MWh	28.303	3,4%
V2	Gas Combustibili	34.094	TJ	814.322	96,6%
V3	Gasolio	1.012	kg	1,04	0,0%
Vtot	TOTALE			842.625	100%

*autoconsumo

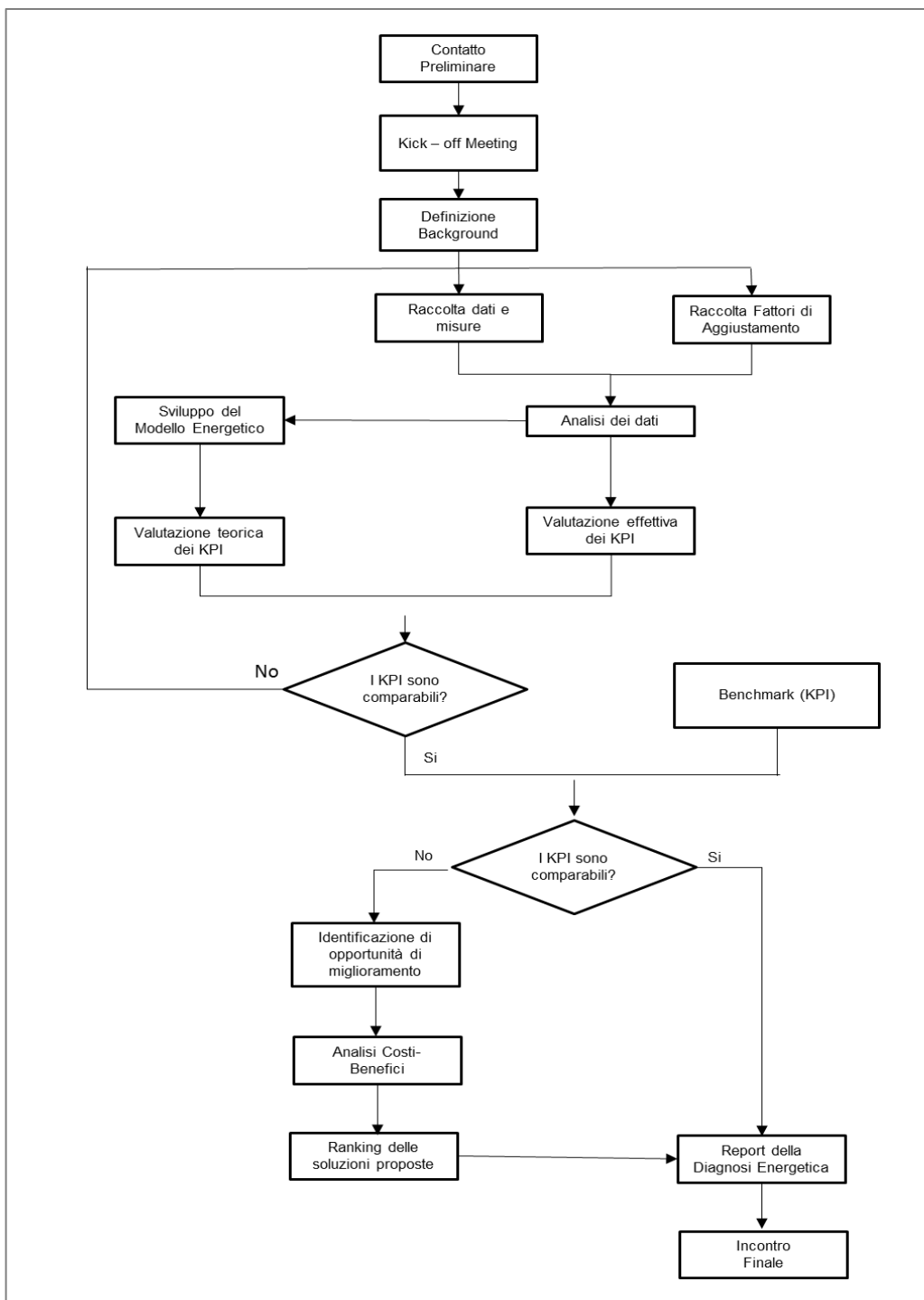


L'audit ha permesso di individuare i seguenti interventi di risparmio energetico, volti a ridurre il consumo di energia primaria e le emissioni di CO₂, di seguito riportati per convenienza economica:

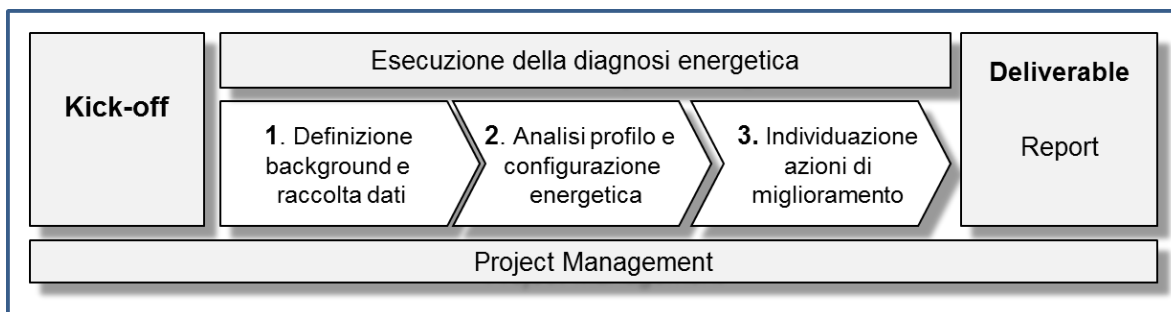
		VAN/I	Pay Back Period [anni]	Valore Attuale Netto [€]	IRR	Investimento previsto [€]	Saving atteso [€/anno]	Vita tecnica [anni]
1	Relamping LED	0,789	3,7	314.866	30,3%	398.960	108.511	10

1.4 Metodologia della Diagnosi Energetica

Il progetto ha previsto l'esecuzione della diagnosi energetica in accordo con la norma europea UNI CEI 16247:2014 e, in particolare, con il diagramma di flusso sotto riportato.



Sono state eseguite le seguenti fasi:



Fase 1 – Raccolta Dati e definizione del contesto

L'obiettivo dell'attività è di raccogliere le informazioni generali e definire il contesto di riferimento dell'audit energetico. In particolare, sono stati raccolti:

- consumi elettrici e termici;
- dati relativi all'occupazione;
- informazioni e dati sugli impianti di distribuzione;
- dati sulle principali utenze energetiche del sito;
- elementi per definire i fattori di aggiustamento dei consumi energetici;
- informazioni su eventuali progetti di efficientamento già avviati/programmati.

Fase 2 - Analisi profilo e configurazione energetica

La fase consiste in un'analisi del profilo energetico della struttura e delle modalità di consumo delle fonti energetiche primarie. Sarà eseguita una descrizione dei sistemi esistenti in merito alle utility (produzione, trasformazione e distribuzione dell'energia e i servizi generali illuminazione e climatizzazione). Si realizzerà pertanto un modello di consumo e bilancio energetico, che rappresenti lo stato energetico del sito.

Fase 3 - Identificazione di opportunità di miglioramento

La fase prevede la definizione delle potenzialità di efficientamento e delle aree di miglioramento della gestione energetica aziendale. Nell'analisi saranno definiti eventuali specifici interventi e le possibili soluzioni e/o tecnologie da implementare per generare efficienza e risparmio sui consumi a livello del sistema energetico complessivo o su specifiche aree.

Per ciascuna soluzione sarà riportata una sintetica descrizione relativa al campo di applicazione e al principio di funzionamento delle soluzioni proposte e sarà definito il business plan per la valutazione costi-

benefici di medio-lungo termine (in funzione della vita utile della soluzione). Il business plan evidenzierà le voci economico-finanziarie, tra cui in particolare:

- benefici economici ottenibili in termini di risparmio energetico, risparmio sui costi di manutenzione, eventuale accesso agli incentivi (es. Titoli di Efficienza Energetica, Conto Termico);
- costi operativi di gestione ed eventuali altri costi di esercizio;
- investimento richiesto per la realizzazione dell'intervento;
- principali indicatori economico-finanziari, quali VAN (Valore Attuale Netto), TIR (Tasso Interno di Rendimento), PBP (Pay Back Period o tempo di rientro).

La Diagnosi Energetica svolta ed il presente report rispettano i requisiti previsti dalle seguenti normative:

- Dir. Eu. 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE
- D.Lgs. 102/14 "Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE."
- UNI CEI EN 16247-1:2012 "Diagnosi energetiche - Parte 1: Requisiti generali"
- UNI CEI EN 16247-2:2012 "Diagnosi energetiche - Parte 2: Edifici"
- UNI CEI EN 16247-3:2012 "Diagnosi energetiche - Parte 3: Processi"
- UNI CEI EN 16247-4:2012 "Diagnosi energetiche - Parte 4: Trasporto"
- UNI CEI EN 16247-5:2012 "Diagnosi energetiche - Parte 5: Competenze dell'auditor energetico"
- UNI CEI EN 15900:2010 "Servizi di efficienza energetica - Definizioni e requisiti"

Ulteriore normativa/pubblicazioni di riferimento e/o di interesse per l'esecuzione della presente Diagnosi Energetica è riportata di seguito:

- D.Lgs. 115/08 "Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE"
- UNI CEI EN ISO 50001:2011 "Sistemi di gestione dell'energia - Requisiti e linee guida per l'uso"
- UNI EN ISO 14001:2004 "Sistemi di gestione ambientale - Requisiti e guida per l'uso"
- UNI CEI 11339 "Gestione dell'energia. Esperti in gestione dell'energia. Requisiti generali per la qualificazione"
- UNI CEI/TR 11428:2011 "Gestione dell'energia - Diagnosi energetiche - Requisiti generali del servizio di diagnosi energetica".

1.5 Clusterizzazione

La diagnosi energetica sul sito in esame di ArcelorMittal Italy Energy srl è stata eseguita nell'ambito delle attività effettuate per il Gruppo AM InvestCo Italy SpA, di cui essa è parte, per ottemperare ai requisiti legislativi del D.Lgs. 102/2014 e s.m.i. Intatti, le diagnosi sono state condotte sui siti identificati secondo la procedura di clusterizzazione proposta da ENEA per le aziende multisito. Tale procedura è stata eseguita a partire dai siti di tutti le imprese collegate alla holding del Gruppo, la AM InvestCo Italy SpA, in linea con la definizione data dal Ministro per lo Sviluppo Economico nei "Chiarimenti in materia di diagnosi energetica nelle imprese ai sensi dell'articolo 8 del Decreto Legislativo n. 102 del 2014" di Novembre 2016. La clusterizzazione prevede la selezione di un numero minimo di siti per ciascun cluster di consumo, con l'esclusione dei siti per i quali risulta un consumo minore di 100 tep e la cui somma compone meno del 20% del consumo complessivo. Rimane l'obbligo di sottoporre a diagnosi tutti i siti industriali con consumi maggiori di 10.000 tep. Le linee guida prevedono inoltre che sia possibile scegliere siti con consumi maggiori in sostituzione di siti con consumi minori, ma non il viceversa.

Sulla base di tali linee guida, l'adempimento all'obbligo prevede l'esecuzione di 9 diagnosi, come indicato nella seguente tabella:

fascia	cluster consumo	n. siti	consumi (tep)	n. siti da diagnosticare
0	<100 tep	8	496	0
1	100 – 1.199 tep	5	1.523	1
2	1.200-2.299 tep	-	-	-
3	2.300-3.399 tep	2	5.560	1
4	3.400-4.499 tep	1	4.393	1
5	4.500-5.599 tep	2	10.208	1
6	5.600-6.699 tep	-	-	-
7	6.700-7.799 tep	-	-	-
8	7.800-8.899 tep	-	-	-
9	8.900-10.000 tep	-	-	-
10	>10.000 tep	5	4.057.177	5
	TOTALE	23	4.079.357	9

Dall'analisi condotta sono state escluse le diagnosi relative ai siti con i consumi minori, ricadenti in fascia 1,3, 4 e 5, in virtù della percentuale residua di consumo rappresentata da tutti i siti ricadenti nelle suddette fasce rispetto al consumo totale annuale del Gruppo AM InvestCo Italy. Infatti, i 10 siti ricadenti in queste fasce rappresentato una percentuale di consumo pari allo 0,5% del totale, che può quindi giustificare la loro esclusione. Sono stati quindi esclusi i seguenti siti:

- Milano, Legnano, Venezia, Paderno Dugnano di AM Italia e lo stabilimento di Salerno di AM Italy Tubular, ricadenti in fascia 1;

- Lo stabilimento denominato “Racconigi” di AM Italia e la nave denominata “Mn Corona Boreale” di AM Italy Maritime Services, ricadenti in fascia 3;
- L'imbarcazione denominata “Mn Ursa Mayor” di AM Maritime Services, ricadente in fascia 4;
- Le navi denominate “Mn Corona Australe” e “Mn Ursa Minor” di AM Maritime Services, ricadenti in fascia 5;

Sulla base di tali considerazioni, sono state eseguite in totale 5 diagnosi sui seguenti siti, tutti ricadenti in fascia 5:

- Lo stabilimento di Taranto di AM Italia SpA;
- Lo stabilimento di Novi Ligure di AM Italia SpA;
- Lo stabilimento Genova di AM Italia SpA;
- La centrale termoelettrica di Taranto di AM Italy Energy srl
- La nave di AM Italy Maritime Services denominata “Mn Gemma”.

1.6 Composizione del team di audit

Il gruppo di lavoro è stato concordato con i referenti del sito, con la seguente organizzazione:

- *per ArcelorMittal Italia S.p.A.*: Ing. Alexander Mastrolia, Dott. Pierpaolo Funiati, Dott. Antonio Marsella;
- *per TEP*: Ing. Gian Giacomo Verdecchia (Energy Auditor), Ing. Giuseppina Calvanese (REDE – Responsabile Diagnosi Energetica).

I principali incontri sono stati verbalizzati con l'obiettivo di formalizzare gli argomenti trattati, le decisioni prese, eventuali punti di attenzione e necessità di approfondimento in carico a una delle due parti.

Azienda / Organizzazione	
Nome	TEP Energy Solution s.r.l.
Qualifica	Certificazione ISO 9.001 (certificato n° 24015/10/S) e UNI CEI 11.352 (certificato n° 5/13/ESCO) per la gestione dei servizi energetici
Responsabile della diagnosi energetica (REDE)	
Qualifica professionale	Ingegnere Ambientale
Nome	Giuseppina
Cognome	Calvanese
Azienda / Organizzazione	TEP Energy Solution s.r.l.
Ruolo	ReDE – Responsabile Diagnosi Energetica
E-mail	g.calvanese@tepsolution.it

Energy Auditor	
Qualifica professionale	Ingegnere Energetico
Nome	Gian Giacomo
Cognome	Verdecchia
Azienda / Organizzazione	TEP Energy Solution s.r.l.
Ruolo	EA - Energy Auditor
E-mail	gg.verdecchia@tepsolution.it

1.7 Strumentazione di misura presente, metodologia di monitoraggio e acquisizione dati

Le linee guida ENEA, aggiornate a giugno 2019, richiedono dati “affidabili”, dunque misurati nel periodo di riferimento, a differenza dei dati “stimati” utilizzati nella precedente diagnosi energetica (anno 2015). L’obiettivo è quello di rendere più attendibili gli indicatori di prestazione dell’impianto in modo da poter individuare benchmark per il settore di riferimento. Per il settore industriale il livello di copertura dei consumi da monitorare viene indicato da ENEA come da tabella sottostante.

Come verrà successivamente esposto, il sito in esame ha avuto nel 2019 un consumo pari a 842.625 tep e quindi il livello di copertura dei consumi da monitorare è dell’85 % per le attività principali, del 50% per i servizi ausiliari e del 20% per i servizi generali. Tuttavia, si precisa che la presente per AM Italy Energy rappresenta la prima diagnosi, quindi non risulterebbe necessario garantire tali livelli di copertura: soltanto per completezza di analisi è stata effettuata tale verifica al fine di identificare eventuali discrepanze da colmare in previsione della prossima diagnosi.

Consumo anno di riferimento (tep/anno)		Attività Principali	Servizi Ausiliari	Servizi Generali
> 10.000		85%	50%	20%
8900	10000	80%	45%	20%
7800	8899	75%	40%	20%
6700	7799	70%	35%	20%
5600	6699	65%	30%	20%
4500	5599	60%	25%	10%
3400	4499	55%	20%	10%
2300	3399	50%	15%	10%
1200	2299	45%	10%	5%
100	1199	40%	5%	5%

Le modalità possibili di rilevazione dei dati sono le seguenti:

- **Fattura:** il dato di interesse è stato acquisito sulla base dei valori fatturati da/a terze parti (es. dal proprio fornitore di energia elettrica) in relazione al periodo di riferimento della diagnosi.
- **Stima:** il dato di interesse è stato stimato tramite calcolo, o altro tipo di valutazione, basato sui dati tecnici ed operativi dell'utenza o delle utenze energetiche interessate.
- **Misura a campione:** il dato di interesse è stato stimato estrapolando all'intero periodo di riferimento della diagnosi una misurazione temporanea effettuata lungo un periodo-campione statisticamente significativo.
- **Misura continua:** il dato di interesse è stato ricavato dai valori letti sul contatore o misurati tramite altra strumentazione di misura continua eventualmente presente.
- **Telemonitoraggio:** il dato di interesse è stato acquisito automaticamente tramite apparati di telelettura connessi al contatore o ad altri strumenti di misura continui eventualmente presenti.

Di seguito le modalità di rilevazione dati relative alla presente diagnosi:

- **Fattura:** il dato di interesse è stato acquisito sulla base dei valori fatturati da/a terze parti (es. dal proprio fornitore di energia elettrica) in relazione al periodo di riferimento della diagnosi.
- **Misura a campione:** il dato di interesse è stato stimato estrapolando all'intero periodo di riferimento della diagnosi una misurazione temporanea effettuata lungo un periodo-campione statisticamente significativo.
- **Telemonitoraggio:** il dato di interesse è stato acquisito automaticamente tramite apparati di telelettura connessi al contatore o ad altri strumenti di misura continui eventualmente presenti.

1.8 Descrizione del sistema di monitoraggio

I dati di monitoraggio della centrale termoelettrica sono archiviati in un sistema DCS (Marca: ABB – Modello: Symphony Plus). Il DCS Symphony Plus supporta molti protocolli di comunicazione standard tra cui Modbus TCP, OPC, IEC 6087-5-104, tramite i quali può comunicare con la maggior parte dei componenti dell'intero sistema. I dati sono memorizzati in tempo reale in un database locale per poi essere inoltrati ad un server centrale per una gestione da remoto. L'interfaccia personalizzabile, progettata in collaborazione con i responsabili d'impianto, consente di monitorare in modo rapido ed intuitivo le variabili caratterizzanti il funzionamento dell'impianto e di reagire in modo altrettanto veloce.

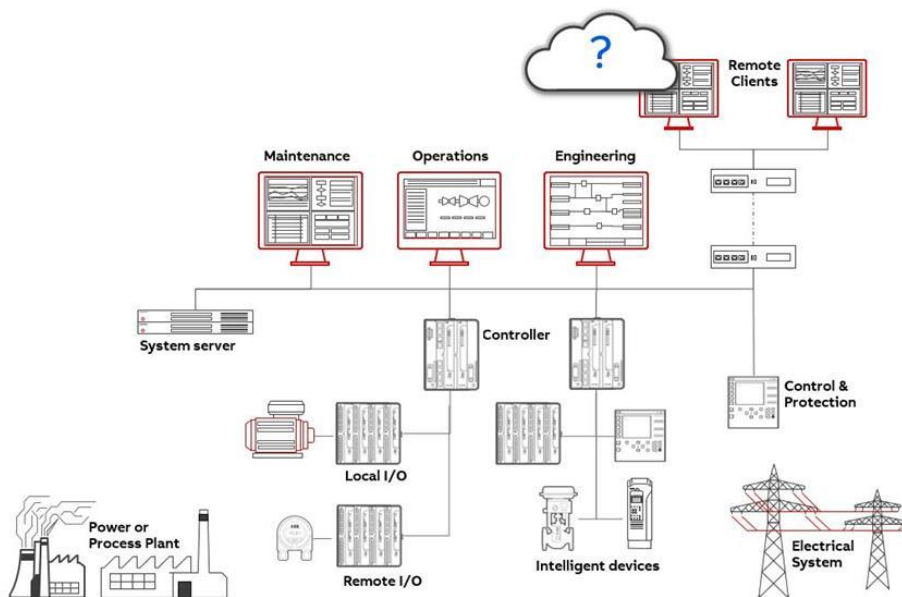


Figura 1– Sistema di controllo DCS

1.9 Unità di misura, Fattori di conversione e di aggiustamento

In questo documento tutti i vettori energetici considerati saranno riportati seguendo le unità di misura indicate nella seguente tabella; ogni vettore è inoltre correlato con il fattore di conversione in tonnellate di petrolio equivalente desunto dalla circolare Mise del 18 dicembre 2014, dalle norme tecniche cogenti e dalla contabilità energetica.

VEETTORE	u.d.m.	Fattore di conversione in tep	PCI – Rendimento - COP - EER
Energia elettrica	kWhe	$0,187 \times 10^{-3}$	
Calore (se combustibile)	kWht	$860/(\text{rendimento}) \times 10^{-7}$	
Calore (se elettrico)	kWht	$(1/ \text{COP}) \times 0,187 \times 10^{-3}$	
Freddo	kWhf	$(1/ \text{EER}) \times 0,187 \times 10^{-3}$	
Benzina	t	$\text{PCI (kcal/kg)} \times 10^{-4}$	10.500
Olio combustibile	t	$\text{PCI (kcal/kg)} \times 10^{-4}$	9.800
GPL	t	$\text{PCI (kcal/kg)} \times 10^{-4}$	11.000
Gasolio	t	$\text{PCI (kcal/kg)} \times 10^{-4}$	10.200
Coke di petrolio	t	$\text{PCI (kcal/kg)} \times 10^{-4}$	8.300
Gas METANO	Sm3	8.680×10^{-7}	8.680
Gas AFO	Nm3	790×10^{-7}	790
Gas COKE	Nm3	4.300×10^{-7}	4.300
Gas LDG	Nm3	1.700×10^{-7}	1.700
Gas AFO+LDG	Nm3	900×10^{-7}	900

2 Inquadramento

2.1 Informazioni generali dell'azienda

La Centrale Termoelettrica di Taranto, della ArcelorMittal Italy Energy s.r.l., è situata all'interno dello stabilimento siderurgico di ArcelorMittal Italia S.p.A nel quale occupa una superficie pari a circa 105 mila metri quadri ed è costituita dagli impianti denominati CET2 e CET3 per una potenza elettrica complessiva installata pari a circa 1.000 MWe e una potenzialità di produzione di vapore pari a circa 140 t/h. Come sarà meglio illustrato nel seguito, la centrale rifornisce lo stabilimento siderurgico a ciclo integrale di Taranto (ex ILVA) dei vettori energetici necessari.

Lo stabilimento siderurgico, nel suo complesso, copre un area di circa 15 milioni di mq ed è situato in un'area pianeggiante ubicata a nord-ovest rispetto alla città di Taranto a quote comprese tra il livello del mare e gli 80 metri circa s.l.m., ad una longitudine compresa tra i meridiani 4° 42' e 4° 46' Long. Est dal meridiano di Roma e ad una latitudine compresa tra i paralleli fra 40° 33' e 40° 29' Lat. Nord.



Figura 2 – Vista aerea dell'area su cui insiste lo stabilimento

2.2 Informazioni generali

Azienda	
Ragione Sociale	ArcelorMittal Italy Energy S.r.l.
Partita IVA	10354910969
Sede legale	Viale Brenta 27/29 - Milano
Numero dipendenti (anno 2019)	<250
Fatturato (anno 2019)	>50 milioni Euro
Bilancio (anno 2019)	>43 milioni Euro
Classificazione	Grande impresa
Impresa iscritta nell'elenco annuale Energivori?	NO
Rappresentante Legale dell'azienda	
Nome	Antonio
Cognome	Giordano
Sede aziendale oggetto di diagnosi energetica	
Nome sede	Centrale Termoelettrica di Taranto
Indirizzo	74123 - Strada Statale 7 Appia km 648
Attività economica prevalente (codice ATECO)	35.11.00 – Produzione di energia elettrica
Codice POD	n.d.
Codice PDR (gas metano)	36122001
Codice PDR (gas siderurgici)	Connessione diretta con lo stabilimento di Taranto
Referente aziendale per la diagnosi energetica	
Nome	Antonio
Cognome	Giordano
Ruolo	Responsabile Settore Energia
Email	antonio.giordano@arcelormittal.com

Tabella 1 - Informazioni generali del sito oggetto di diagnosi

2.3 Descrizione degli impianti

2.3.1 Impianto CET2

L'impianto CET2, della potenza elettrica complessiva di circa 480 MW, è in funzione dal 1975. È del tipo termoelettrico tradizionale ed è composto da tre unità monoblocco simili tra loro che producono energia elettrica e, se necessario, vapore utilizzando come combustibili i gas COKE (gas di cokeria, ricavato dai forni per coke metallurgico), i gas AFO (gas d'altoforno, ricavato durante la produzione di ghisa), i gas LDG (gas d'acciaieria, proveniente dai convertitori LD da acciaieria) prodotti dai processi dello stabilimento siderurgico e il gas naturale. I gas AFO e LDG giungono in centrale già miscelati. Ognuna delle tre unità è costituita da un generatore di vapore (GV), una turbina a vapore (TV), un condensatore ad acqua di mare, un alternatore, un trasformatore elevatore.

L'acqua demineralizzata per il reintegro delle caldaie dell'impianto CET2 proviene direttamente dalla rete dello stabilimento siderurgico. Per la condensazione del vapore e per il raffreddamento degli impianti ausiliari viene utilizzata acqua di mare, fornita dallo stabilimento siderurgico, che proviene dal Mar Piccolo di Taranto.

Una parte delle acque in uscita dai condensatori/scambiatori viene utilizzata dallo stabilimento siderurgico per successivi usi di processo. L'energia elettrica prodotta dall'impianto CET2 è completamente ceduta allo stabilimento siderurgico alla tensione di 66 kV al netto dell'autoconsumo di centrale. L'impianto CET2 fornisce, in emergenza, vapore allo stabilimento siderurgico alla pressione di 2,0/2,2 MPa.

2.3.2 Impianto CET3

L'impianto CET3, della potenza elettrica complessiva di circa 520 MW ed una potenzialità di produzione di vapore pari a circa 140 t/h, è in funzione dal 1996. È del tipo a ciclo combinato con cogenerazione ed è composto da un sistema di trattamento e miscelazione dei gas siderurgici, da impianti ausiliari tra cui quello per il trattamento acque reflue e da tre unità identiche che producono energia elettrica e vapore utilizzando come combustibili i gas siderurgici integrati con gas naturale. Ognuna delle unità è costituita da un sistema di compressione dell'aria e dei gas siderurgici, una torre evaporativa per l'interrefrigerazione, una turbina a gas (TG), un alternatore e un trasformatore elevatore (per il TG), un generatore di vapore a recupero (GVR) con post combustore (PCE), una turbina a vapore (TV), un alternatore e un trasformatore elevatore (per la TV).

I gas di scarico del turbogas confluiscono nel generatore di vapore a recupero (GVR) che produce vapore sia per alimentare la turbina a vapore sia per l'utilizzo diretto nello stabilimento siderurgico.

Fino ad ottobre 2011 l'energia elettrica prodotta dall'impianto CET3 è stata immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale alla tensione di 220 kV; dal novembre 2011 l'energia elettrica prodotta è ceduta esclusivamente allo stabilimento siderurgico alla tensione di 66 kV e 220 kV al netto dell'autoconsumo di centrale. L'impianto CET3 fornisce vapore allo stabilimento siderurgico alla pressione di 2,0 MPa.

Le due centrali hanno attualmente la funzione primaria di bruciare i gas siderurgici prodotti dallo stabilimento siderurgico per evitarne la loro combustione in torcia e l'energia da esse prodotta viene distribuita integralmente nello stesso stabilimento siderurgico.

La supervisione e la gestione della Centrale di Taranto è realizzata in tre sale controllo, due per l'impianto CET2 e una per l'impianto CET3, presidiate con continuità.

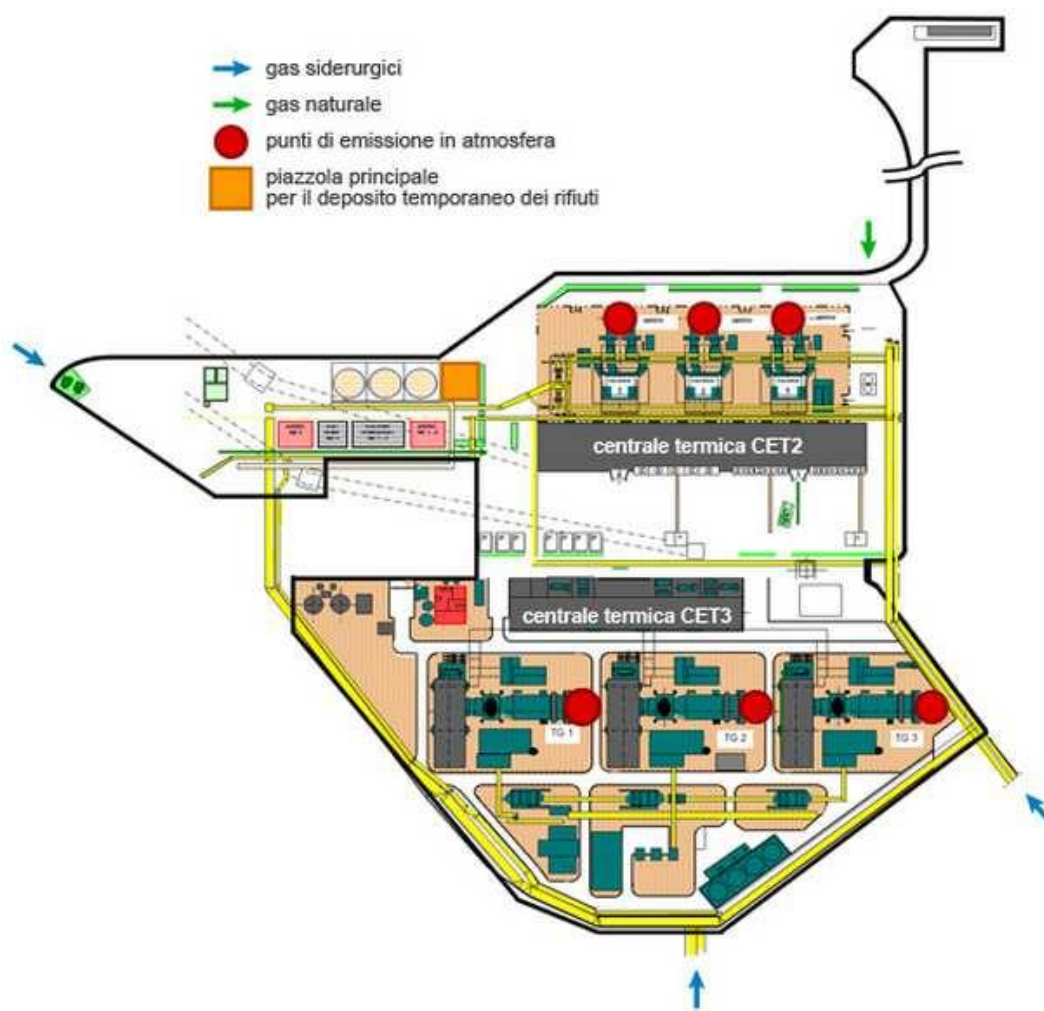


Figura 2 – Planimetria semplificata con posizionamento dei reparti

3 Struttura energetica del sito

Con il termine “schema energetico” si intende la descrizione degli utilizzi di ciascun flusso (o vettore) energetico nell’ambito del sito oggetto di diagnosi energetica.

Lo scopo di tale schema è quello di suddividere i consumi annui del vettore specifico tra le diverse utenze presenti nel sito stesso.

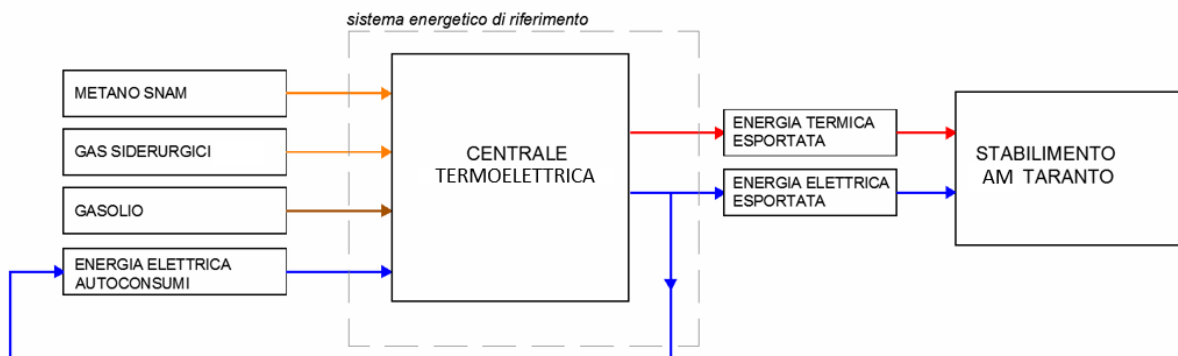
In base alla metodologia adottata, lo schema energetico viene costruito in relazione ad ogni flusso energetico acquistato e utilizzato nel sito in esame: viene realizzato un inventario dettagliato delle utenze che consumano quel vettore energetico e, a ciascuna di esse, viene associato il relativo consumo.

Per facilitare la realizzazione e l'analisi dello schema energetico, le diverse utenze energetiche vengono suddivise in tre macro-aree funzionali di riferimento:

- “Servizi generali”, comprendono le attività e le relative utenze energetiche di carattere generale;
- “Servizi ausiliari”, comprendono le attività e le relative utenze energetiche non strettamente correlate alle attività principali, ma necessarie e di supporto allo svolgimento dello stesso;
- “Attività principali”, comprende, nel caso di un impianto industriale, il processo produttivo vero e proprio.

4 Descrizione approvvigionamento e autoproduzione

Di seguito si riporta un diagramma rappresentante i flussi dei vettori energetici approvvigionati, autoprodotti e ceduti, dunque coinvolti nei processi di produzione e trasformazione descritti in precedenza.

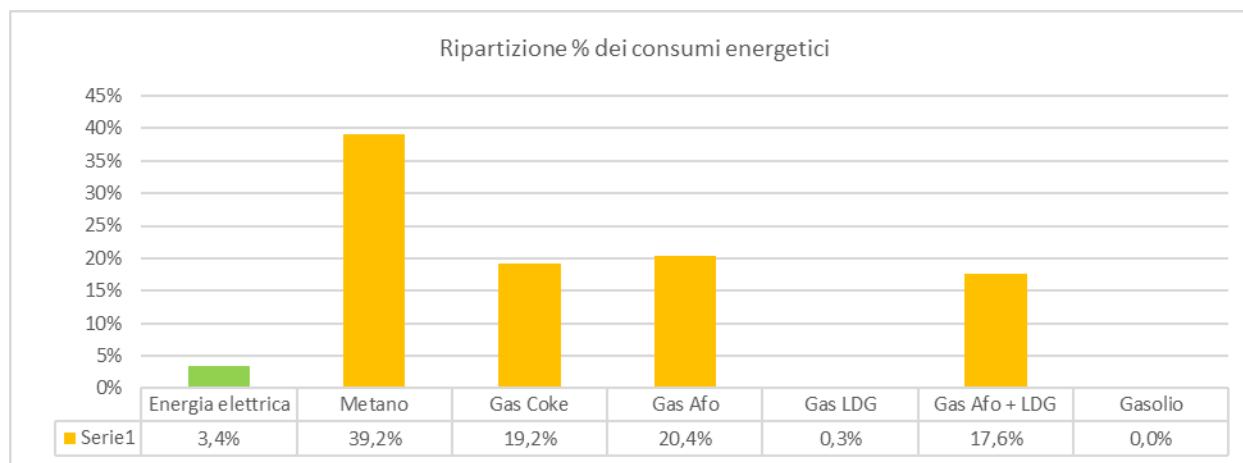


4.1 Vettori energetici utilizzati

In accordo con il diagramma di flusso riportato nel precedente paragrafo, nella tabella di seguito riportata è mostrato il bilancio dei **vettori energetici primari** considerati nell'analisi del fabbisogno energetico del sito. Per i valori di conversione in TEP (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) e per i valori di PCI (Potere Calorifero Inferiore del Gas) utilizzati, si rimanda al paragrafo 10.1 "PCI e fattori di conversione in TEP".

N.	Consumi energetici	Quantità	u.m.	Quantità (tep)	Incidenza %
V1	Energia elettrica*	151.351	MWh	28.303	3,4%
V2a	Metano	13.819	TJ	330.057	39,2%
V2b	Gas Coke	6.760	TJ	161.457	19,2%
V2c	Gas Afo	7.199	TJ	171.944	20,4%
V2d	Gas LDG	106	TJ	2.536	0,3%
V2e	Gas Afo + LDG	6.210	TJ	148.328	17,6%
V2	Gas Combustibili	34.094	TJ	814.322	96,6%
V3	Gasolio	1.012	kg	1,04	0,0%
Vtot	TOTALE CONSUMATA			842.625	100%

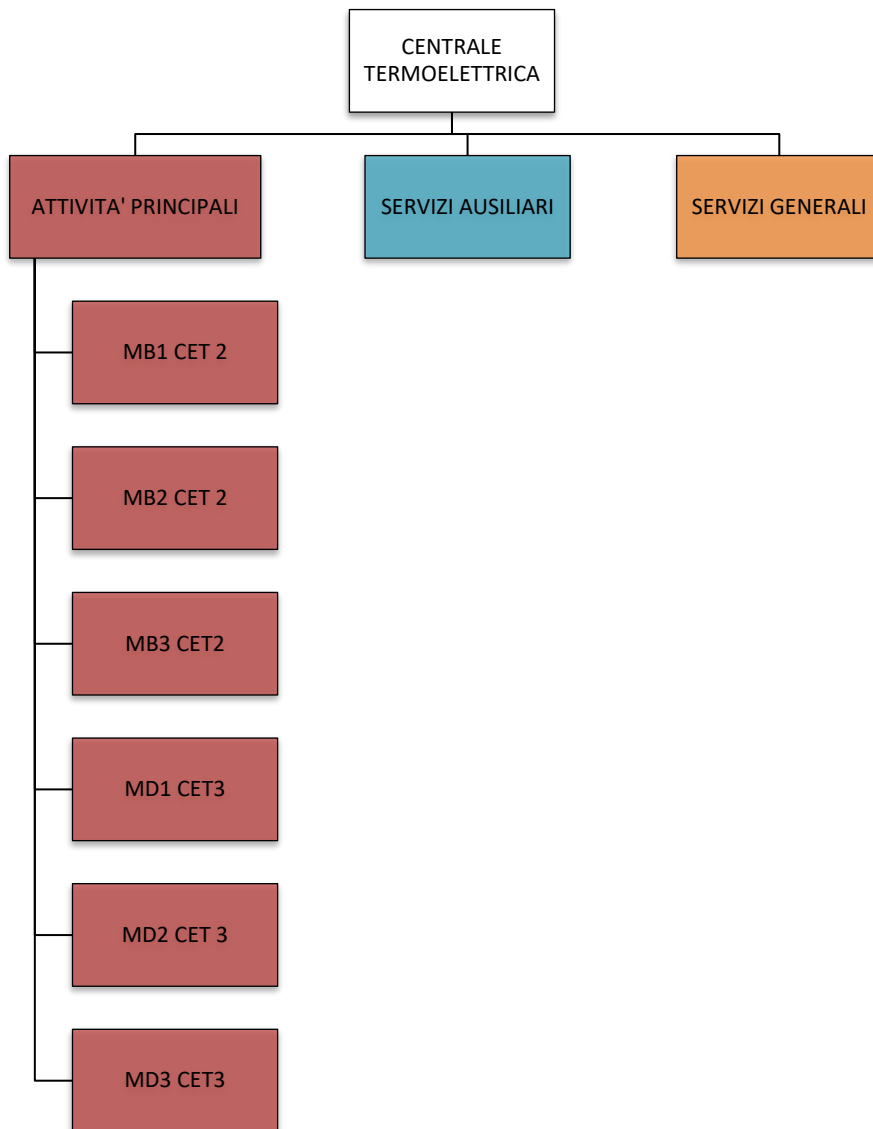
*autoconsumo



Il metano e i gas siderurgici rappresentano la quasi totalità dei consumi energetici in ingresso (circa 96,6%). Il gasolio viene utilizzato per le prove di funzionamento dei gruppi elettrogeni oltre che dell'impianto antincendio. L'energia elettrica viene utilizzata per sopperire a tutti gli autoconsumi di centrale.

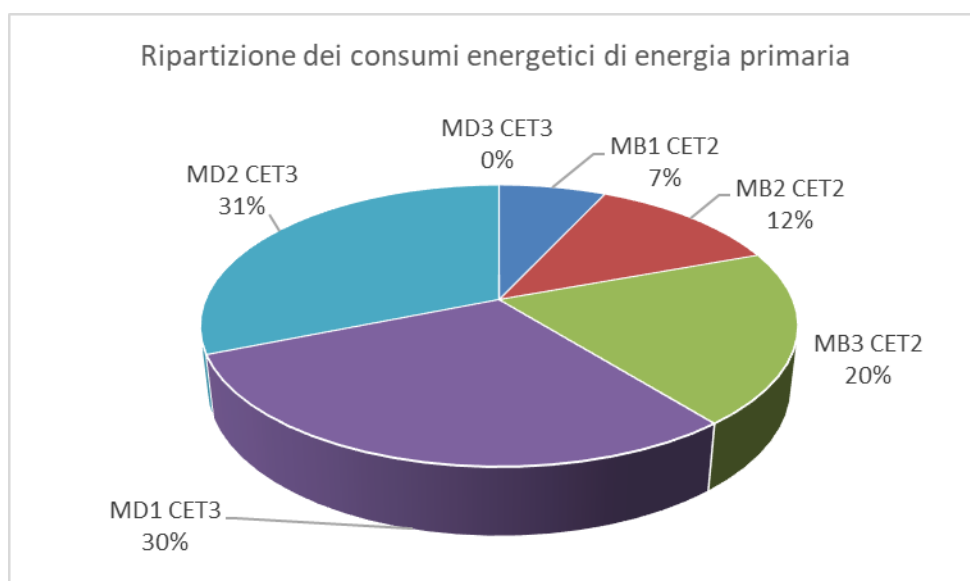
4.2 Riepilogo della struttura energetica

Nel seguente schema ad albero viene riepilogata la struttura energetica del sito oggetto di diagnosi energetica.



Di seguito si riporta un riepilogo, successivamente dettagliato, dei consumi di energia primaria dei principali vettori energetici all'interno del sito produttivo di Taranto. Nella tabella seguente si è tenuto conto unicamente dei consumi energetici relativi ai gas combustibili e all'energia elettrica autoconsumata in quanto i rimanenti vettori energetici (gasolio) incidono marginalmente sui consumi totali.

Sigla	Consumi energetici	tep	% su totale
LB 1	TOTALI	842.624	100%
L.C.1.1+1.2+.13	TOTALI	842.624	100%
L.C. 1.1	Attività principali (di cui):	842.624	100%
L.D. 1.1.1	MB1 CET2	58.179	7%
L.D. 1.1.2	MB2 CET2	104.875	12%
L.D. 1.1.3	MB3 CET2	167.458	20%
L.D. 1.1.4	MD1 CET3	249.648	30%
L.D. 1.1.5	MD2 CET3	262.464	31%
L.D. 1.1.6	MD3 CET3	0	0%
L.C. 1.2	Servizi Ausiliari (di cui):	0	0%
L.C. 1.3	Servizi Generali (di cui):	0	0%



5 Analisi quantitativa del fabbisogno energetico

In questo capitolo si effettua l'analisi quantitativa del fabbisogno energetico complessivo, nonché di ciascuno dei flussi che interessano il sito in esame.

In particolare, per tutti i flussi che interessano il sito è analizzato il fabbisogno complessivo di ciascun flusso nel periodo di riferimento della diagnosi, calcolato in base al valore delle quantità di flusso eventualmente acquistate, autoprodotte e cedute:

- **Fabbisogno = Quantità acquistata + Quantità autoprodotta – Quantità ceduta a terze parti**

Nel caso dell'Energia elettrica, di eventuali Combustibili e di eventuali Utility acquistate da fornitori/distributori esterni, è inoltre stimato o rilevato il consumo delle singole utenze energetiche in relazione allo specifico flusso in esame. Sulla base di tali valori di consumo, sono quindi effettuate le seguenti analisi sul flusso in esame:

- è calcolata la ripartizione dei consumi delle utenze nelle varie macro-aree funzionali individuate;
- è effettuata una valutazione del grado di copertura tra la somma dei consumi nelle macro-aree e il fabbisogno complessivo del sito, per verificare che tale copertura sia superiore al 95% (scostamento inferiore al 5%);
- è analizzato il dettaglio dei consumi per servizio/attività e per singola utenza energetica.

5.1 Fabbisogno energetico complessivo di energia primaria

La valutazione quantitativa del fabbisogno energetico complessivo del sito in esame è stata effettuata sommando il fabbisogno in tep di ciascun flusso.

Dalle precedenti considerazioni si ricava che, nel periodo di riferimento della diagnosi, l'intero sito necessita complessivamente di **842.625 tep**.

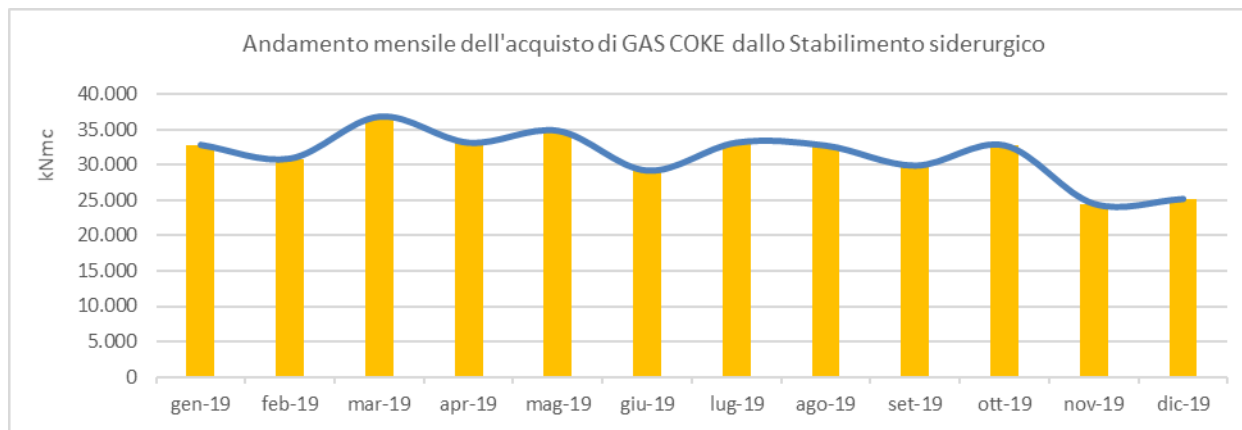
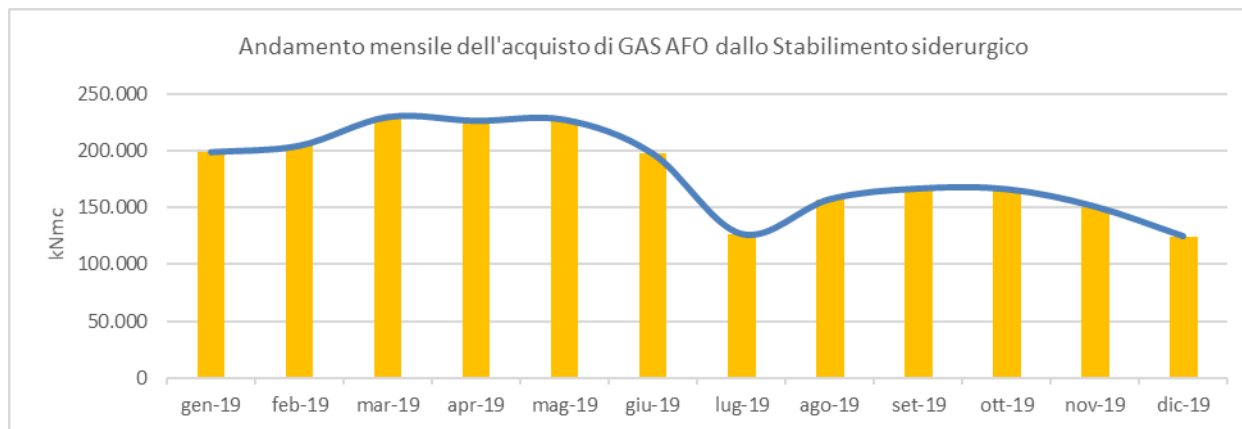
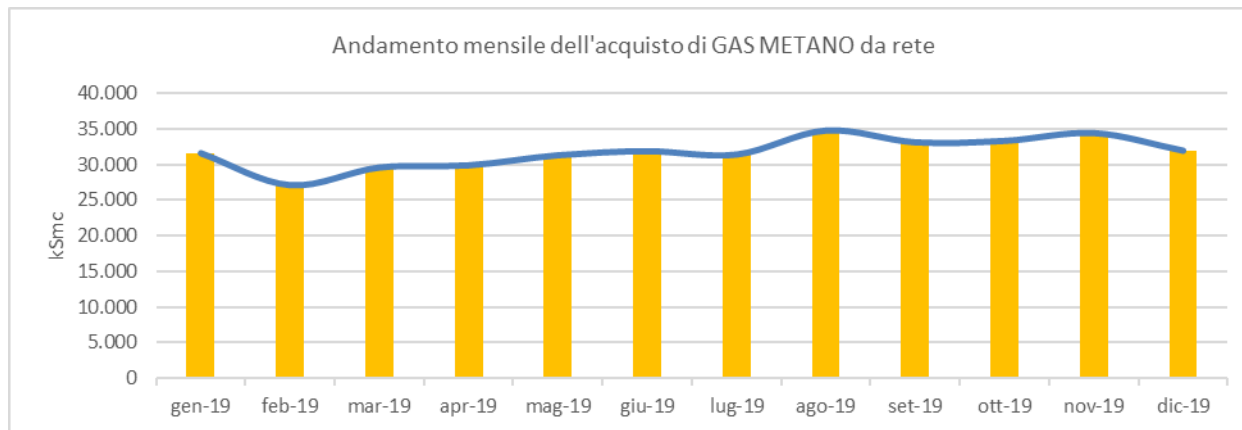
5.2 Energia Primaria

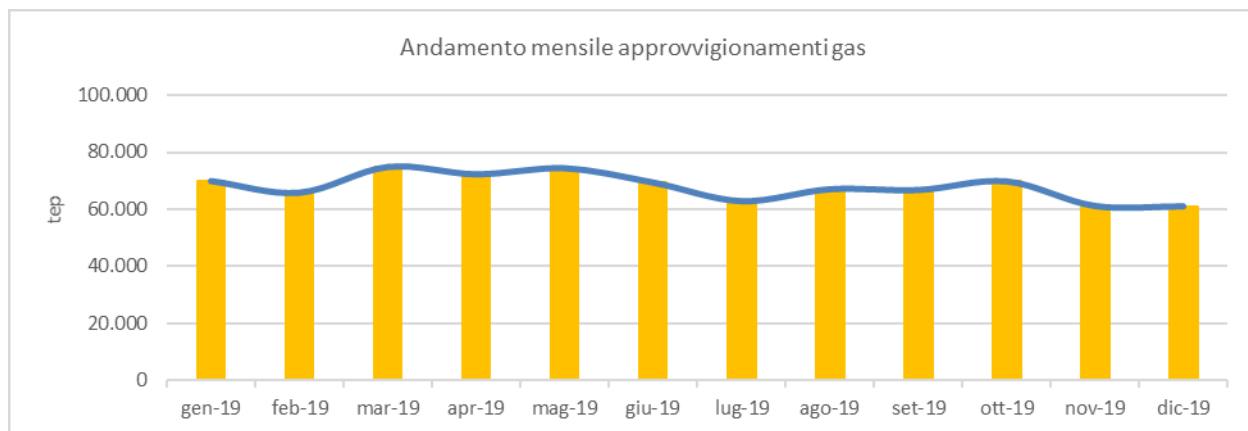
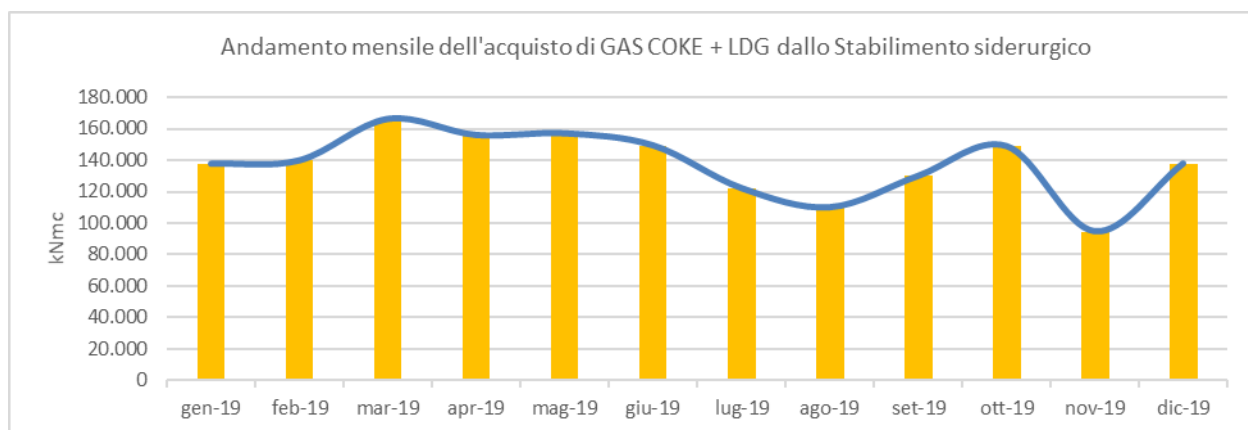
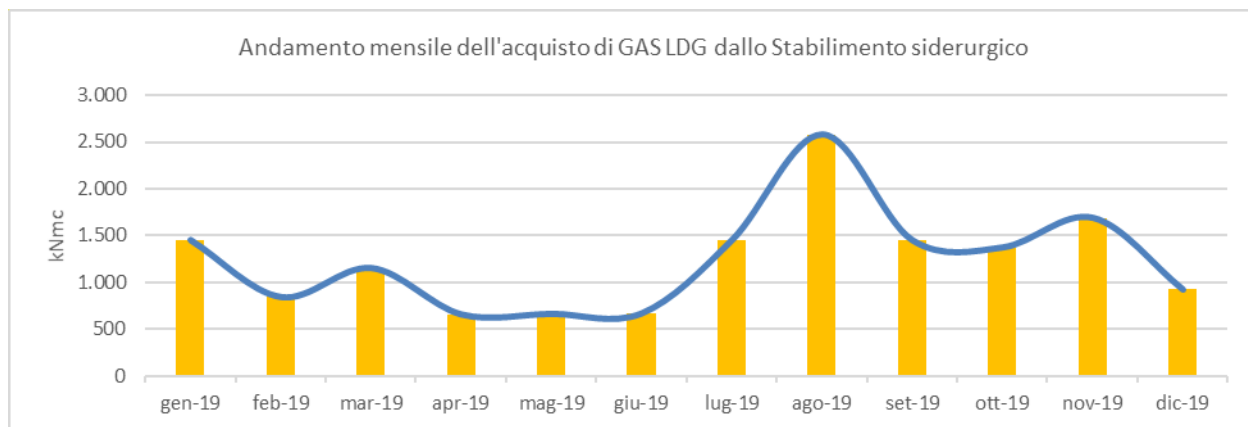
5.2.1 Energia termica (Gas metano e Gas siderurgici)

Di seguito viene riportata la tabella di riepilogo del fabbisogno complessivo di Gas metano e Gas siderurgici dell'intero sito. I valori sono relativi all'anno 2019, preso come periodo di riferimento della diagnosi. Si riportano i consumi dei gas combustibili in Sm^3 e Nm^3 , applicando i PCI descritti al paragrafo 1.8.

N.	Consumi energetici	Quantità	u.m.	Quantità	u.m.
V2a	Metano	13.819	TJ	380.250	kSmc
V2b	Gas Coke	6.760	TJ	375.482	kNm ³
V2c	Gas Afo	7.199	TJ	2.176.506	kNm ³
V2d	Gas LDG	106	TJ	14.920	kNm ³
V2e	Gas Afo + LDG	6.210	TJ	1.648.084	kNm ³
Vtot	TOTALE CONSUMATA	34.094	TJ		

Di seguito si riportano i profili di carico con cadenza mensile dei dati di consumo.









5.2.1.1 Consumi distinti per macro-area funzionale

Nella tabella seguente viene effettuato il raffronto tra fabbisogno annuo di Gas metano e Gas siderurgici ed il consumo totale annuo stimato o misurato per gli impianti che costituiscono le utenze energetiche di tale flusso.

Per il flusso in esame viene inoltre riportata la percentuale di copertura del consumo totale annuo delle utenze energetiche rispetto al fabbisogno del sito. I valori sono relativi all'anno 2019.

Fabbisogno annuo		Consumo totale annuo (utenze)		% di copertura
[TJ]	[tep]	[TJ]	[tep]	(c. utenze / fabbisogno)
34.094	814.322	34.094	814.322	100 %

La ripartizione del consumo totale annuo delle utenze nelle diverse macro-aree funzionali individuate mostra i seguenti valori.

Ripartizione	Macro-area funzionale	Consumo totale annuo (utenze)	
	[TJ]	[TJ]	[tep]
Ripartizione in macro-aree funzionali 	 SERVIZI GENERALI	0	0
	 SERVIZI AUSILIARI	0	0
	 ATTIVITA' PRINCIPALI	34.094	814.322

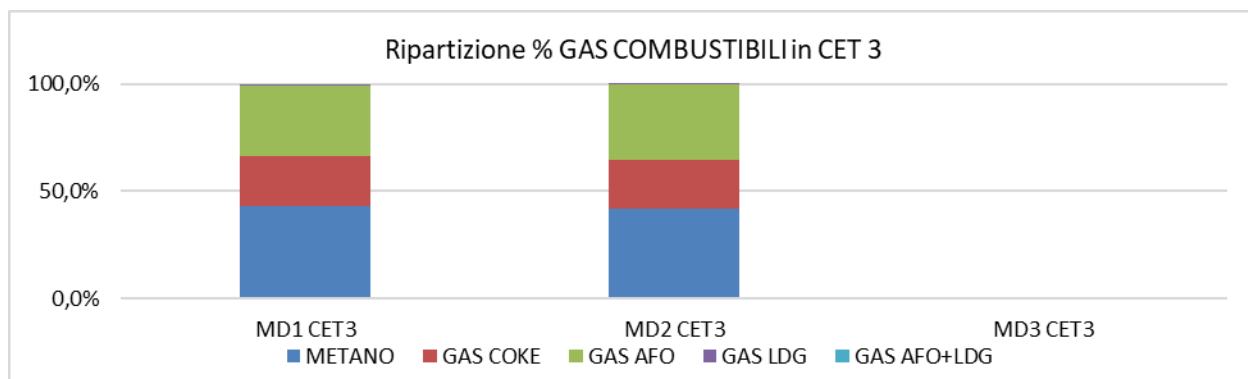
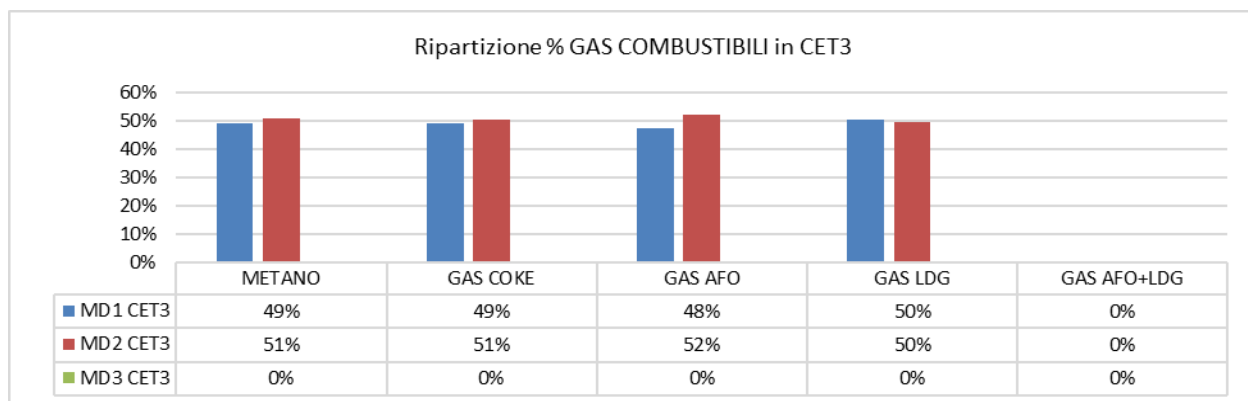
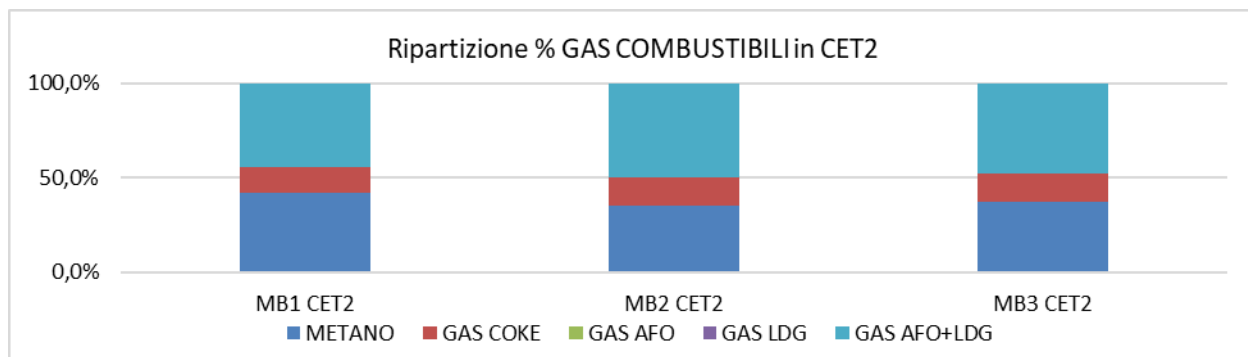
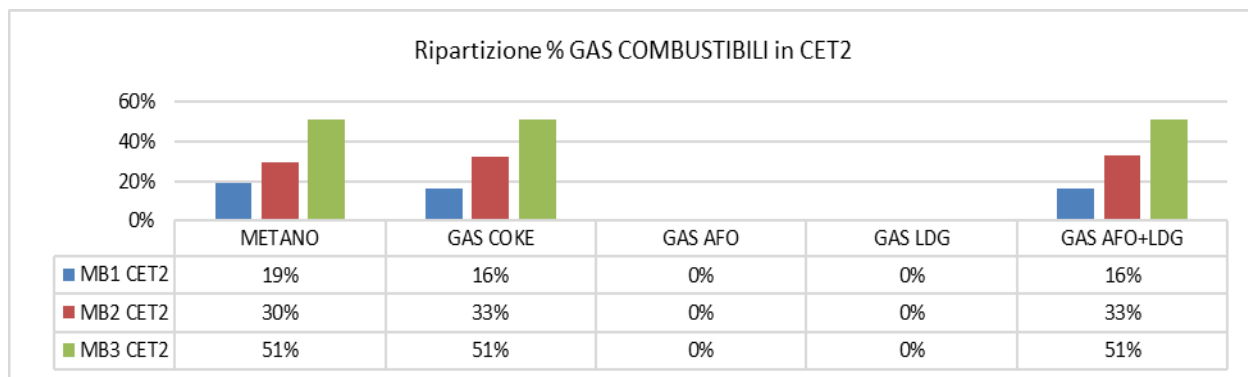
5.2.1.2 Consumi distinti per servizio/attività e per singola utenza

Nella seguente tabella è riportato il dettaglio dei valori di consumo di Gas metano e Gas siderurgici relativi al 2019 distinti per servizio/attività e per singola utenza energetica.

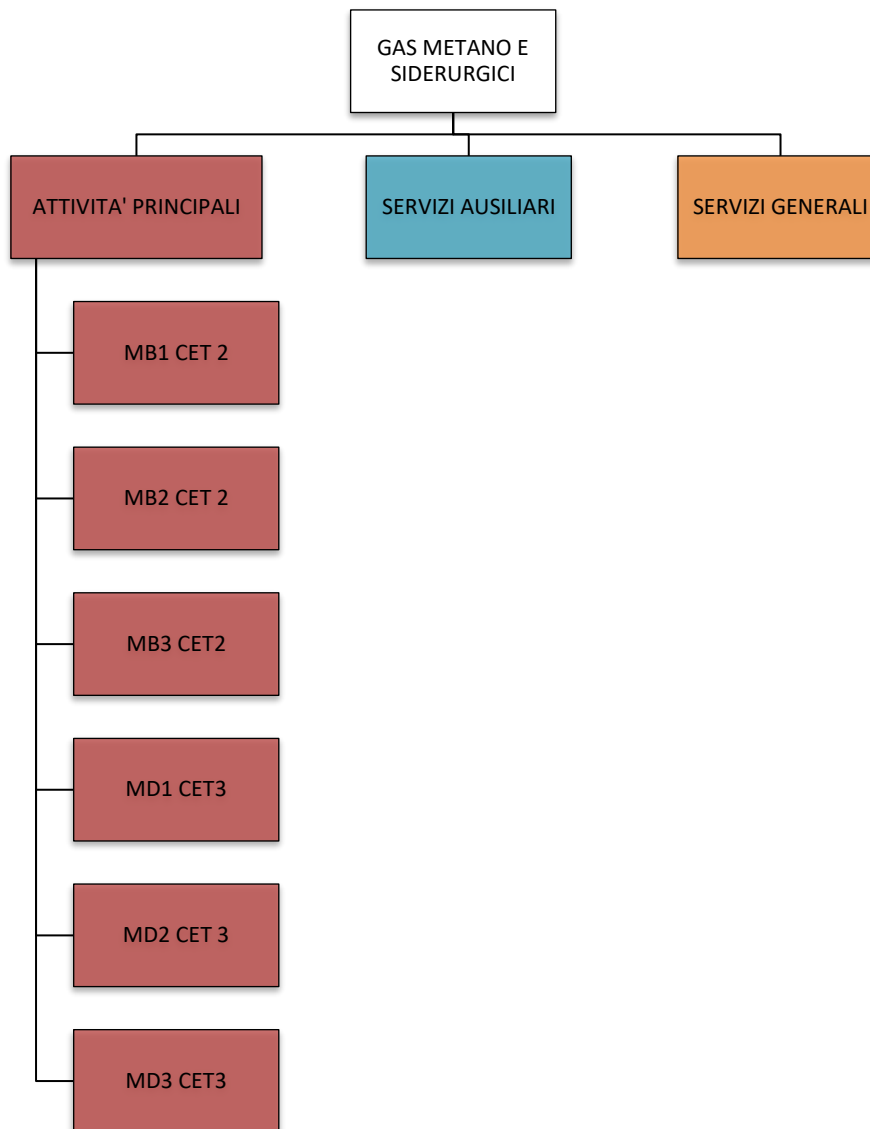
Sigla	Consumi energetici	METANO	GAS COKE	GAS AFO	GAS LDG	GAS AFO+LDG	TOTALE		
	u.m.	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	MWh	tep
LB 1	TOTALI	13.819	6.760	7.199	106	6.210	34.094	9.46.8856	814.322
L.C.1.1+1.2+.13	TOTALI	13.819	6.760	7.199	106	6.210	34.094	9.46.8856	814.322
L.C. 1.1	Attiv. principali (di cui):	13.819	6.760	7.199	106	6.210	34.094	9.46.8856	814.322
L.D. 1.1.1	MB1 CET2	953	312	0	0	1.002	2.267	629.661	54.151
L.D. 1.1.2	MB2 CET2	1.459	630	0	0	2.053	4.142	1.150.299	98.926
L.D. 1.1.3	MB3 CET2	2.497	994	0	0	3.155	6.646	1.845.826	158.741
L.D. 1.1.4	MD1 CET3	4.391	2.381	3.424	54	0	10.250	2.846.609	244.808
L.D. 1.1.5	MD2 CET3	4.519	2.442	3.775	53	0	10.789	2.996.461	257.696
L.D. 1.1.6	MD3 CET3	0	0	0	0	0	0	0	0
L.C. 1.2	Servizi ausiliari (di cui):	0	0	0	0	0	0	0	0
L.C. 1.3	Servizi generali (di cui):	0	0	0	0	0	0	0	0

A partire dai consumi precedenti e dalle caratteristiche specifiche (dati di targa) delle singole apparecchiature, sono stati costruiti i modelli energetici delle varie sezioni di impianto (censimento energetico). Dai dati disponibili sono stati desunti i fattori medi di carico, che tengono conto delle condizioni di utilizzo delle apparecchiature. Le ore di funzionamento delle singole apparecchiature (gruppi di produzione) sono opportunamente monitorate. Si riportano i risultati di tale attività nelle successive tabelle di sintesi.

MODELLI ENERGETICO TERMICO	POTENZA INSTALLATA TOTALE	FATTORE DI CARICO MEDIO	POTENZA ASSORBITA TOTALE	ORE ANNO TOTALI	ENERGIA ASSORBITA TOTALE		PERCENTUALE DI CONSUMO SU TOTALE
	MW	%	MW	h/anno	MWh/anno	tep	%
MB1 CET2	428	46%	197	3.573	629.661	54.151	6,6%
MB2 CET2	428	48%	207	5.547	1.150.299	98.926	12,1%
MB3 CET2	428	51%	220	8.395	1.845.826	158.741	19,5%
MD1 CET3	442	79%	347	8.204	2.846.609	244.808	30,1%
MD2 CET3	442	84%	372	8.053	2.996.461	257.696	31,6%
MD3 CET3	442	0%	0	0	0	0	0,0%
TOTALE	2.610		1.343		9.468.856	814.322	100,0%



5.2.1.3 Modello energetico energia termica



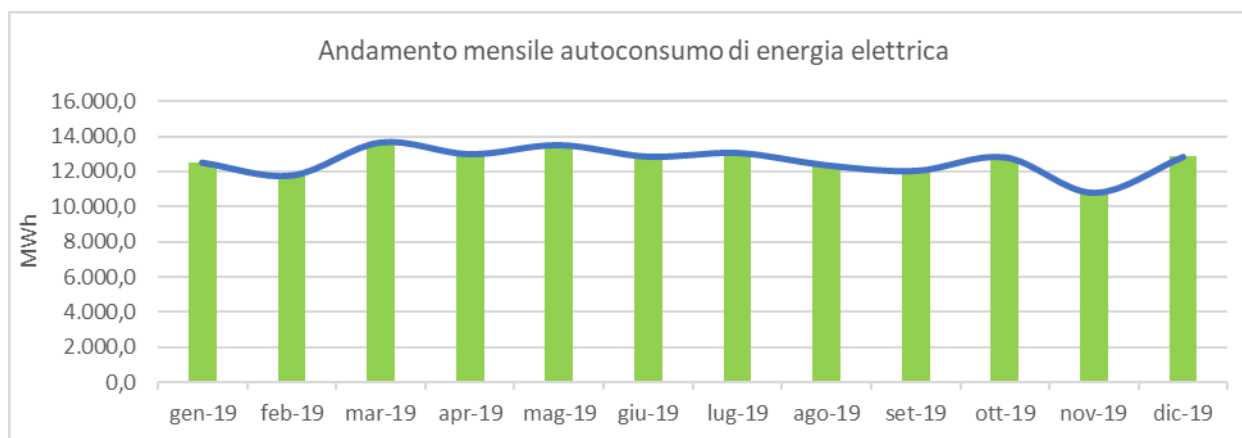
5.2.2 Energia elettrica

Di seguito si riporta la tabella di riepilogo del fabbisogno complessivo di energia elettrica dell'intero sito (autoconsumo). I valori sono relativi all'anno 2019, preso come periodo di riferimento della diagnosi.

N.	Consumi energetici	Quantità	u.m.
V1	Energia elettrica*	151.351	MWh
Vtot	TOTALE CONSUMATA	151.351	MWh

*autoconsumo

Di seguito si riportano i profili di carico con cadenza mensile dei dati di consumo.







5.2.2.1 Consumi distinti per macro-area funzionale

Nella tabella seguente si effettua il raffronto tra il fabbisogno annuo di energia elettrica ed il consumo totale annuo stimato o misurato per gli impianti che costituiscono le utenze energetiche di tale flusso. Per il flusso in esame è inoltre riportata la percentuale di copertura del consumo totale annuo delle utenze energetiche rispetto al fabbisogno del sito. I valori sono relativi all'anno 2019.

Fabbisogno annuo		Consumo totale annuo (utenze)		% di copertura
[MWh]	[tep]	[MWh]	[tep]	(c. utenze / fabbisogno)
151.351	28.303	151.351	28.303	100 %

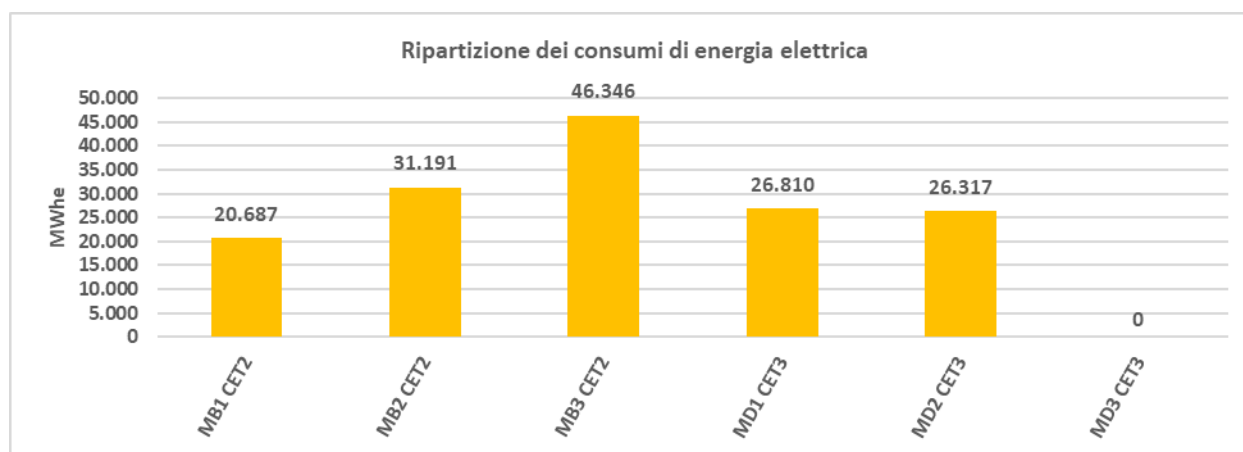
La ripartizione del consumo totale annuo delle utenze nelle diverse macro-aree funzionali individuate mostra i seguenti valori.

Ripartizione	Macro-area funzionale [MWh]	Consumo totale annuo (utenze)	
		[MWh]	[tep]
Ripartizione in macro-aree funzionali 	 SERVIZI GENERALI	0	0
	 SERVIZI AUSILIARI	0	0
	 ATTIVITA' PRINCIPALI	151.351	28.303

5.2.2.2 Consumi distinti per servizio/attività e per singola utenza

Nella seguente tabella è riportato il dettaglio dei valori di consumo di energia elettrica relativo al 2019 distinti per servizio/attività e per singola utenza energetica.

Sigla	Consumi energetici	Quantità	Incidenza % su consumi elettrici totali
		MWhe	
LB 1	TOTALI	151.351	100%
L.C. 1.1	Attiv. principali (di cui):	151.351	100%
L.D. 1.1.1	MB1 CET2	20.687	13,7%
L.D. 1.1.2	MB2 CET2	31.191	20,6%
L.D. 1.1.3	MB3 CET2	46.346	30,6%
L.D. 1.1.4	MD1 CET3	26.810	17,7%
L.D. 1.1.5	MD2 CET3	26.317	17,4%
L.D. 1.1.6	MD3 CET3	0	0,0%
L.C. 1.2	Servizi ausiliari (di cui):	0	0%
L.C. 1.3	Servizi generali (di cui):	0	0%

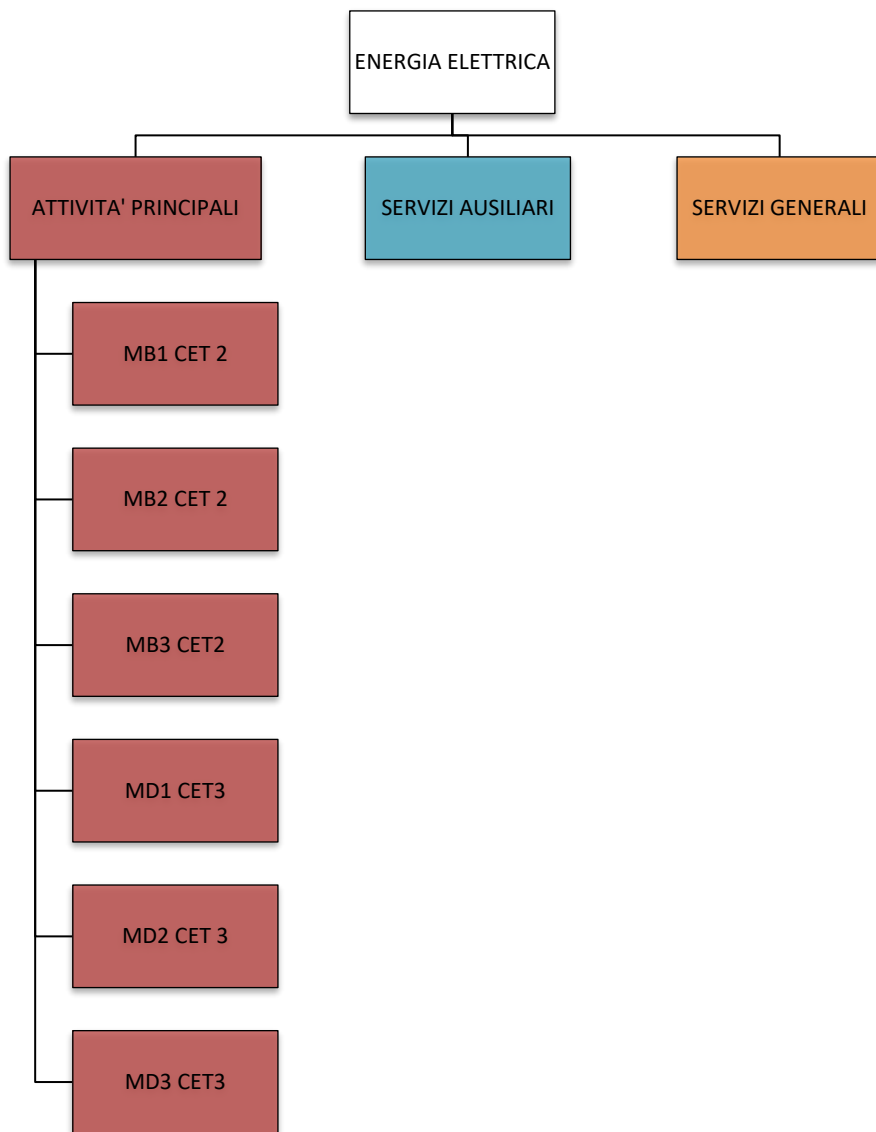


A partire dai consumi precedenti e dalle caratteristiche specifiche (dati di targa) delle singole apparecchiature, sono stati costruiti i modelli energetici delle varie sezioni di impianto (censimento energetico). Dai dati disponibili sono stati desunti i fattori medi di carico, che tengono conto delle condizioni di utilizzo delle apparecchiature. Le ore di funzionamento delle singole apparecchiature (gruppi di produzione) sono opportunamente monitorate. Si riportano i risultati di tale attività nelle successive tabelle di sintesi.

UTILIZZATORI PRINCIPALI	POTENZA INSTALLATA	FATTORE DI CARICO	FATTORE DI UTILIZZO	POTENZA ASSORBITA	ORE ANNO	ENERGIA CONSUMATA	PERCENTUAL E DI CONSUMO su parziale	PERCENTUALE DI CONSUMO su totale
	kWe	%	%	kW	h/anno	kWh/anno	%	%
ESTRATTORE FUMI MB1 SX	1.600	70%	75%	840	3.573	3.001.320	16%	3%
ESTRATTORE FUMI MB1 DX	1.600	70%	75%	840	3.573	3.001.320	16%	3%
VENTILATORE ARIA MB1 SX	900	70%	75%	473	3.573	1.688.243	9%	2%
VENTILATORE ARIA MB1 DX	900	70%	75%	473	3.573	1.688.243	9%	2%
POMPA ALIMENTO AP MB1	2.500	60%	75%	1.125	3.573	4.019.625	21%	4%
POMPA ALIMENTO AP MB1	2.500	60%	75%	1.125	3.573	4.019.625	21%	4%
GAS MIX	600	70%	75%	315	3.573	1.125.495	6%	1%
POMPA ESTRAZIONE CONDENSATO	250	70%	75%	131	3.573	468.956	2%	0%
Parziale MB1 CET2	12.351			5.321		19.012.826	100%	19%
ESTRATTORE FUMI MB2 SX	1.600	70%	75%	840	5.547	4.659.480	16%	5%
ESTRATTORE FUMI MB2 DX	1.600	70%	75%	840	5.547	4.659.480	16%	5%
VENTILATORE ARIA MB2 SX	900	70%	75%	473	5.547	2.620.958	9%	3%
VENTILATORE ARIA MB2 DX	900	70%	75%	473	5.547	2.620.958	9%	3%
POMPA ALIMENTO AP MB2	2.500	60%	75%	1.125	5.547	6.240.375	21%	6%
POMPA ALIMENTO AP MB2	2.500	60%	75%	1.125	5.547	6.240.375	21%	6%
GAS MIX	600	70%	75%	315	5.547	1.747.305	6%	2%
POMPA ESTRAZIONE CONDENSATO	250	70%	75%	131	5.547	728.044	2%	1%
Parziale MB2 CET2	12.351			5.321		29.516.974	100%	30%
ESTRATTORE FUMI MB3 SX	1.600	70%	75%	840	8.395	7.051.800	16%	7%
ESTRATTORE FUMI MB3 DX	1.600	70%	75%	840	8.395	7.051.800	16%	7%
VENTILATORE ARIA MB3 SX	900	70%	75%	473	8.395	3.966.638	9%	4%
VENTILATORE ARIA MB3 DX	900	70%	75%	473	8.395	3.966.638	9%	4%
POMPA ALIMENTO AP MB3	2.500	60%	75%	1.125	8.395	9.444.375	21%	10%
POMPA ALIMENTO AP MB3	2.500	60%	75%	1.125	8.395	9.444.375	21%	10%
GAS MIX	600	70%	75%	315	8.395	2.644.425	6%	3%
POMPA ESTRAZIONE CONDENSATO	250	70%	75%	131	8.395	1.101.844	2%	1%
Parziale MB3 CET2	12.351			5.321		44.671.894	100%	45%

UTILIZZATORI PRINCIPALI	POTENZA INSTALLATA	FATTORE DI CARICO	FATTORE DI UTILIZZO	POTENZA ASSORBITA	ORE ANNO	ENERGIA CONSUMATA	PERCENTUAL E DI CONSUMO su parziale	PERCENTUALE DI CONSUMO su totale
	kWe	%	%	kW	h/anno	kWh/anno	%	%
Perdite di Trasformazione						5.021.834		5%
Consumi totali CET2						98.223.528		100%
Pompa Alimento AP MOD1 CET3	1.200	80%	80%	768	8.204	6.300.672	40%	12%
Pompa Alimento MP MOD1 CET3	110	80%	80%	70	8.204	577.562	4%	1%
Motore Post Combustione MOD1 CET3	160	80%	80%	102	8.204	840.090	5%	2%
Estrazione condensato MOD1 CET3	200	80%	80%	128	8.204	1.050.112	7%	2%
Servizi di MOD1 CET 3	1.300	80%	80%	832	8.204	6.825.728	44%	13%
Parziale MOD1 CET3	2.970			1.901		15.594.163	100%	29%
Pompa Alimento AP MOD2 CET3	1.200	80%	80%	768	8.053	6.184.704	40%	12%
Pompa Alimento MP MOD2 CET3	110	80%	80%	70	8.053	566.931	4%	1%
Motore Post Combustione MOD2 CET3	160	80%	80%	102	8.053	824.627	5%	2%
Estrazione condensato MOD2 CET3	200	80%	80%	128	8.053	1.030.784	7%	2%
Servizi di MOD2 CET 3	1.300	80%	80%	832	8.053	6.700.096	44%	13%
Parziale MOD2 CET3	2.970			1.901		15.307.142	100%	29%
Pompa Alimento AP MOD3 CET3	1.200			0	0	0		
Pompa Alimento MP MOD3 CET3	110			0	0	0		
Motore Post Combustione MOD1 CET3	160			0	0	0		
Estrazione condensato MOD1 CET3	200			0	0	0		
Servizi di MOD3 CET 3	2.000			0	0	0		
Parziale MOD3 CET3	3.670			0		0	0%	0%
Pompe Acque Torri 1	800	80%	80%	512	8.760	4.485.120	23%	8%
Pompe Acque Torri 2	800	80%	80%	512	8.760	4.485.120	23%	8%
Pompe Acque Torri 3	800	80%	80%	512	8.760	4.485.120	23%	8%
Pompe Acque Torri 4	800	80%	80%	512	8.760	4.485.120	23%	8%
Soffiante GAS Coke	110	80%	80%	70	8.760	616.704	3%	1%
Soffiante GAS Coke	110	80%	80%	70	8.760	616.704	3%	1%
Parziale Servizi Comuni	3.420			2.189		19.173.888	100%	36%
Perdite di trasformazione						3.052.001		6%
Consumi totali CET3						53.127.195		100%

5.2.2.3 Modello energetico energia elettrica

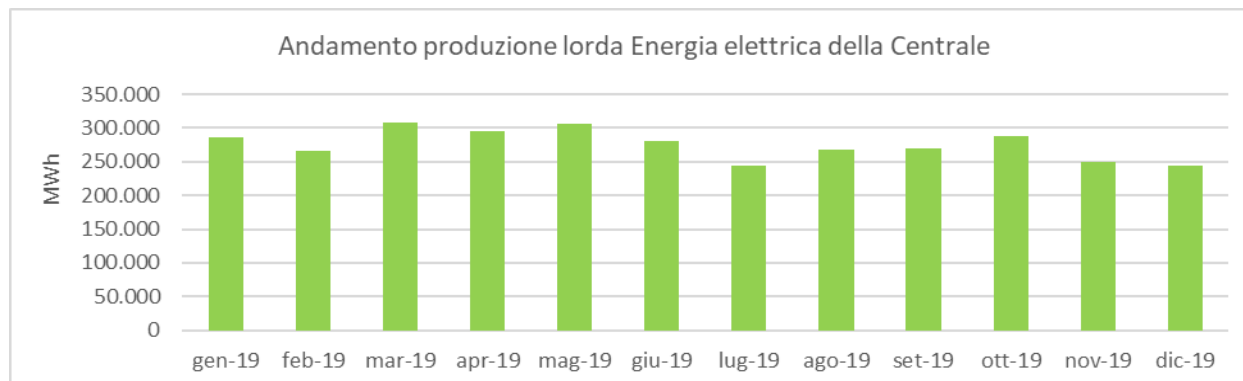
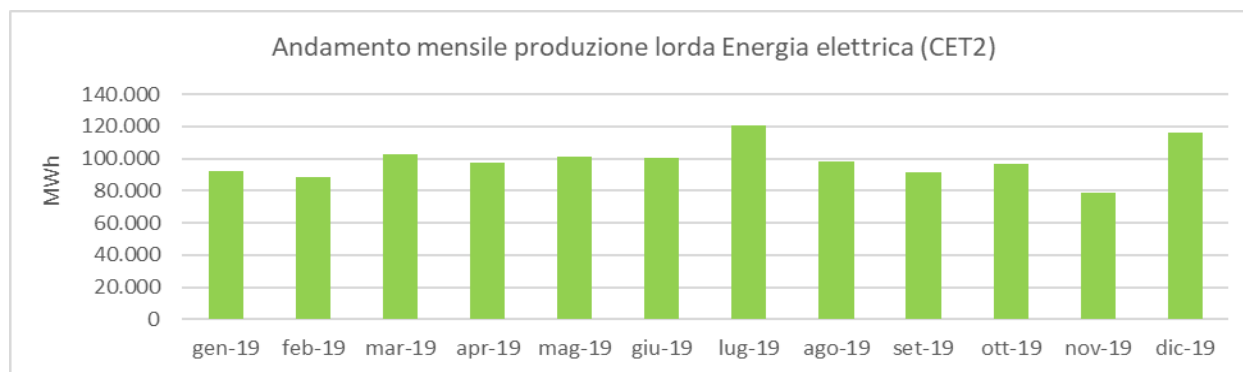
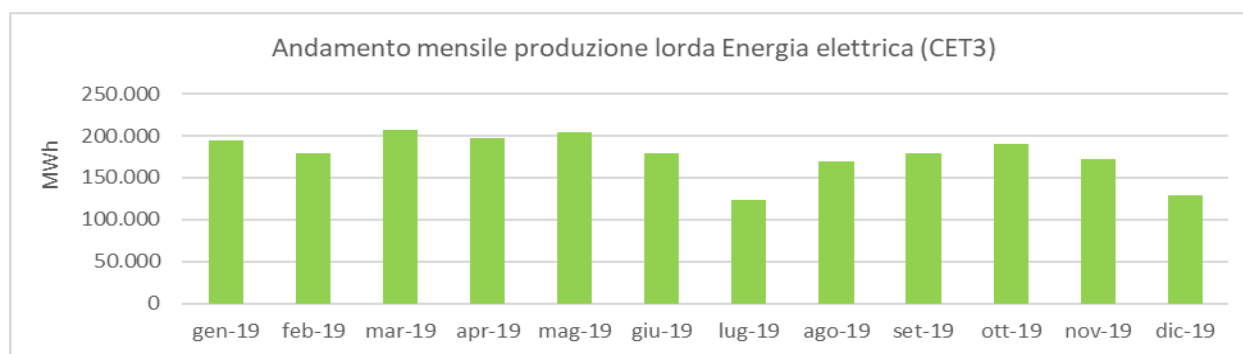


6 Prodotti intermedi/finali

6.1 Energia elettrica

Di seguito si riportano le quantità di energia elettrica prodotte nel 2019 dalle centrali e l'andamento mensile delle produzioni:

Centrale	Energia elettrica lorda prodotta	Quantità (MWh)	Acquisizione dato
CET 3	Modulo 1	1.069.750	MISURA
	Modulo 2	1.055.338	MISURA
	Modulo 3	0	MISURA
CET 2	Monoblocco 1	204.050	MISURA
	Monoblocco 2	374.662	MISURA
	Monoblocco 3	604.704	MISURA
	TOTALE	3.308.504	



Considerando un numero di ore di funzionamento pari a 8.760 h, la potenza elettrica lorda sviluppata nel corso del 2019 è pari a circa 378 MWe (3.308.504/8760). La potenza di targa complessiva della centrale è pari a 1.000 MWe. Nell'anno 2019 il fattore di carico complessivo è stato pari a circa il 38% (378 MWe/1.000 MWe).

Tutti i dati sopra riportati sono stati opportunamente desunti da adeguata strumentazione di misura. Si precisa inoltre che la centrale di Taranto è registrata EMAS e oggetto di verifica di parte terza.

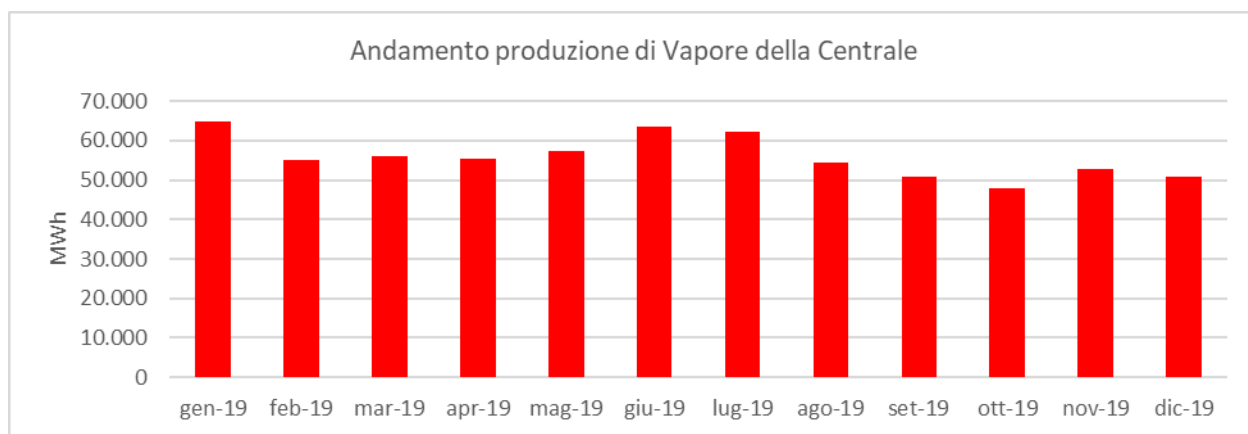
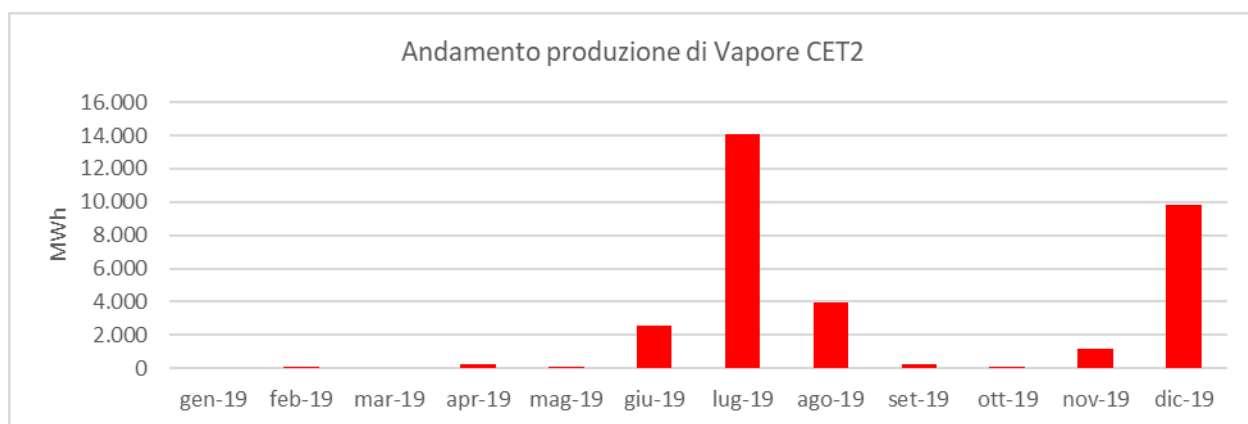
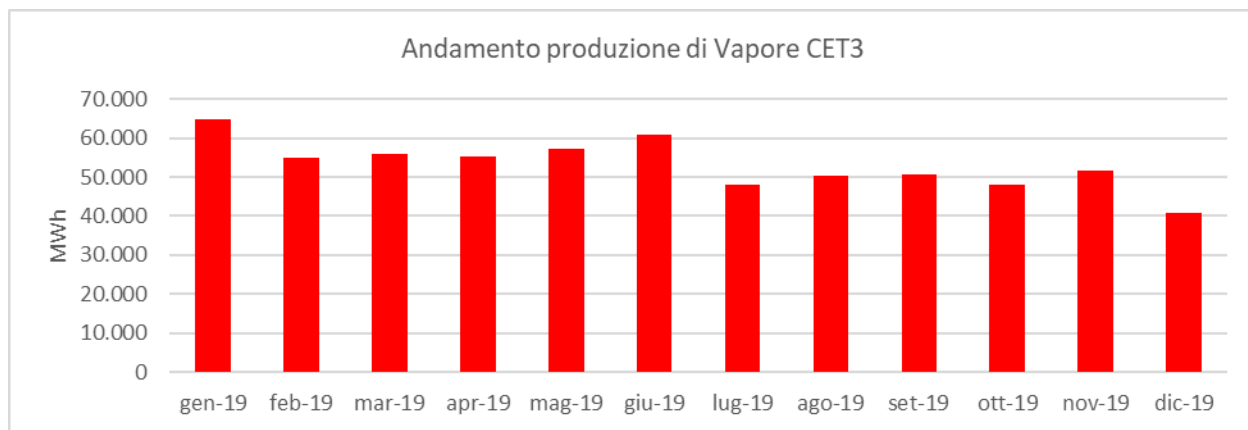
6.2 Energia termica (vapore)

La quantità di vapore prodotto dalla CET3 e dalla CET2 è prima ricondotta alle condizioni tipiche di distribuzione tramite le stazioni di laminazione (mediamente a 20/22 bar, 345/370°C) poi esportato verso lo stabilimento siderurgico. Si riepilogano di seguito le quantità di energia termica prodotte nel 2019 dalle centrali e l'andamento mensile delle produzioni:

Centrale	Energia termica prodotta	Quantità (t)	Quantità (MWh)	Acquisizione dato
CET 3	Modulo 1	354.265	313.957	MISURA
	Modulo 2	370.375	324.905	MISURA
	Modulo 3	0	0	MISURA
CET 2	Monoblocco 1	1.072	928	MISURA
	Monoblocco 2	3.166	2.741	MISURA
	Monoblocco 3	32.865	28.455	MISURA
	TOTALE	761.743	670.986	

Per il calcolo del vapore esportato espresso in MWh, sono stati utilizzati i seguenti valori di entalpia standard caratteristici per ogni centrale:

Centrale	Modulo/Monoblocco	Riferimenti Medi	Entalpia kcal/kg
CET 3	Modulo 1	22 bar - 375 °C	762,2
	Modulo 2	22 bar - 360 °C	754,4
	Modulo 3	n.d.	n.d.
CET 2	Monoblocco 1	19 bar - 340 °C	744,6
	Monoblocco 2	19 bar - 340 °C	744,6
	Monoblocco 3	19 bar - 340 °C	744,6



7 Definizione dei KPI e confronto con i benchmark di mercato

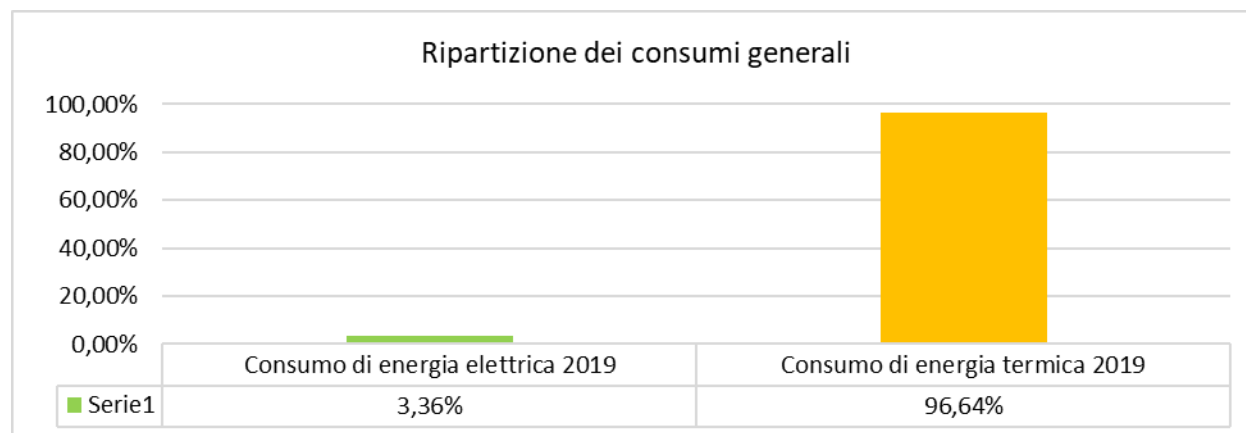
Per un'organizzazione è fondamentale definire e misurare i propri progressi verso gli obiettivi di più lunga durata (medio e lungo periodo). Gli indicatori di prestazione (**KPI Key Performance Indicators**) consentono di effettuare questa misura e riflettono i fattori critici di successo di un'azienda. Essi variano da settore a settore e da un'azienda all'altra.

Gli indicatori di prestazione non servono soltanto per misurare le proprie prestazioni nel tempo ma anche in relazione con gli altri, ovvero per confrontare le proprie prestazioni con quelle altrui, o nell'ambito della stessa organizzazione o con l'esterno (benchmarking interno ed esterno).

7.1 Indici di Performance Globali (IPG)

Di seguito vengono calcolati gli indici di prestazione globali a partire dai dati desunti dai consumi globali di stabilimento, riportati nuovamente di seguito:

N.	Consumi energetici	Quantità	u.m.	Quantità	u.m.	% (consumi in tep)
V1	Energia Elettrica	151.351	MWh _e	28.303	tep	3,36%
V2/3	Energia Termica (V2+V3)	9.620.219	MWh _t	814.323	tep	96,64%
	Totale			842.625	tep	100%

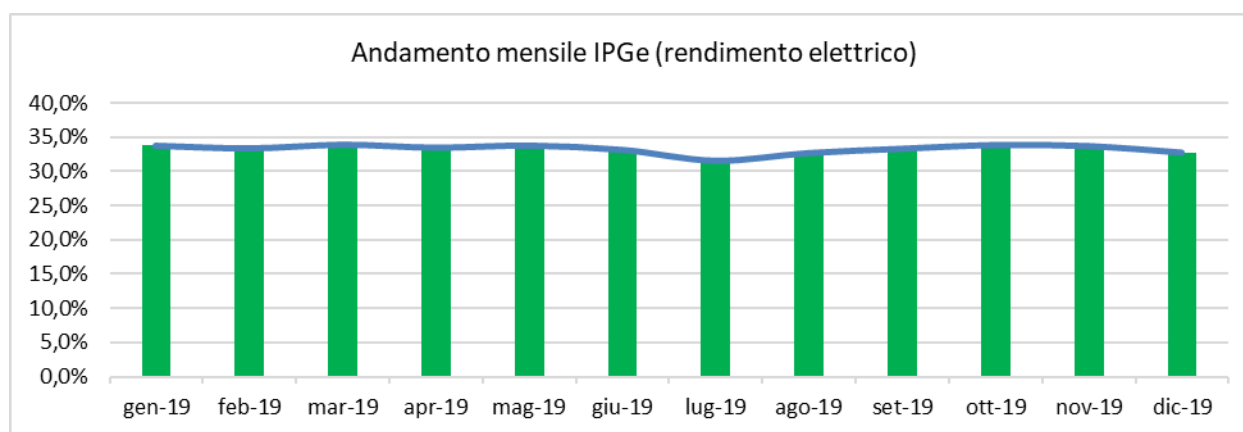


I fattori di normalizzazione dei consumi totali in ingresso (destinazione d'uso generale del sito), sono i seguenti:

DESTINAZIONE D'USO GENERALE	PRODUZIONE	Quantità (MWh)
Dg (elettrica)	Energia elettrica ESORTATA	3.157.153
Dg (termica)	Energia termica ESORTATA	670.986
Dg (generale)	Totale Energia esportata	3.828.139

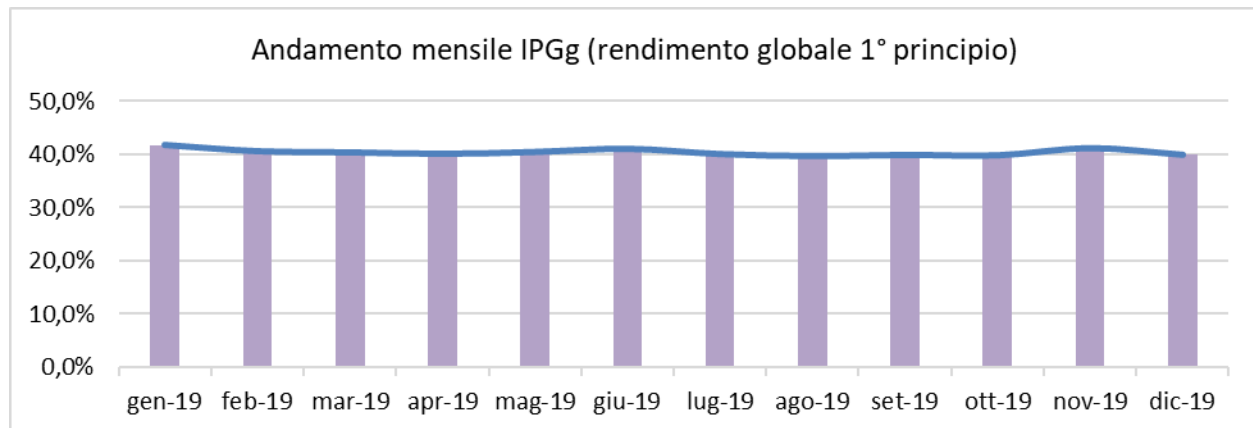
Di seguito si fornisce l'indice generale elettrico IPGe espresso in tep/MWhe (consumo di energia termica in ingresso, diviso l'energia elettrica prodotta al netto di quella utilizzata). L'inverso, ovvero l'energia utile prodotta diviso il consumo di energia termica, sarà rappresentativo del rendimento elettrico della centrale.

Consumi termici totali	Energia elettrica esportata al netto di quella utilizzata - MWh	IPGe (tep/MWhe)	IPGe (rendim. elettrico)
9.620.219 (MWh _t) 814.323 (tep)	3.157.153	0,258	33,3 %



Analogamente, si fornisce di seguito l'indice generale IPG espresso in tep/MWh: consumo di energia termica in ingresso diviso per l'energia elettrica prodotta, al netto dell'energia elettrica utilizzata, e sommato con l'energia termica prodotta (vapore). L'inverso, ovvero l'energia utile termica ed elettrica prodotta divisa per il consumo di energia termica, sarà rappresentativo del rendimento globale di primo principio della centrale.

Consumi termici totali	Energia elettrica e termica esportata al netto di quella elettrica utilizzata - MWh	IPG (tep/MWh)	IPG (rendimento globale di 1° principio)
9.620.219 (MWh _t) 814.323 (tep)	3.828.139	0,213	40,4 %



Si precisa inoltre che il rendimento globale di 1° principio è stato calcolato esclusivamente con riferimento alla norma tecnica UNI 16247-3 ma è da intendersi poco significativo nello specifico assetto produttivo della Centrale trattandosi di impianti a differente tecnologia (CET2 termoelettrico tradizionale e CET3 termoelettrico a ciclo combinato).

L'attività della Centrale, nel periodo considerato, è stata influenzata dalla minore disponibilità di gas siderurgici, dalla variazione del loro mix, e dalla minore richiesta di energia elettrica e di vapore da parte dello stabilimento siderurgico. Tutti gli indicatori di prestazione si sono modificati in funzione di tali eventi e questo ha comportato la necessità di operare in condizioni non ottimali e di minimo rendimento. In questo periodo, vista la minore disponibilità di gas siderurgici, è stata utilizzata una maggiore quantità di gas metano al fine di portare i gruppi di CET2 al di sopra del minimo tecnico.

Inoltre, come è noto, negli ultimi anni si sono verificati importantissimi cambiamenti nella struttura operativa ed occupazionale del Gruppo, in particolare nello stabilimento di Taranto, ed attualmente lo stesso si trova in presenza di significative modifiche operazionali che si ripercuotono sugli standard operativi dell'intera filiera produttiva, coinvolgendo anche la stessa Centrale di ArcelorMittal Italy Energy S.r.l.

Una eventuale ripresa dei consumi a livello globale determinerebbe in futuro un aumento della quota produttiva con significativi miglioramenti delle prestazioni degli impianti della centrale stessa.

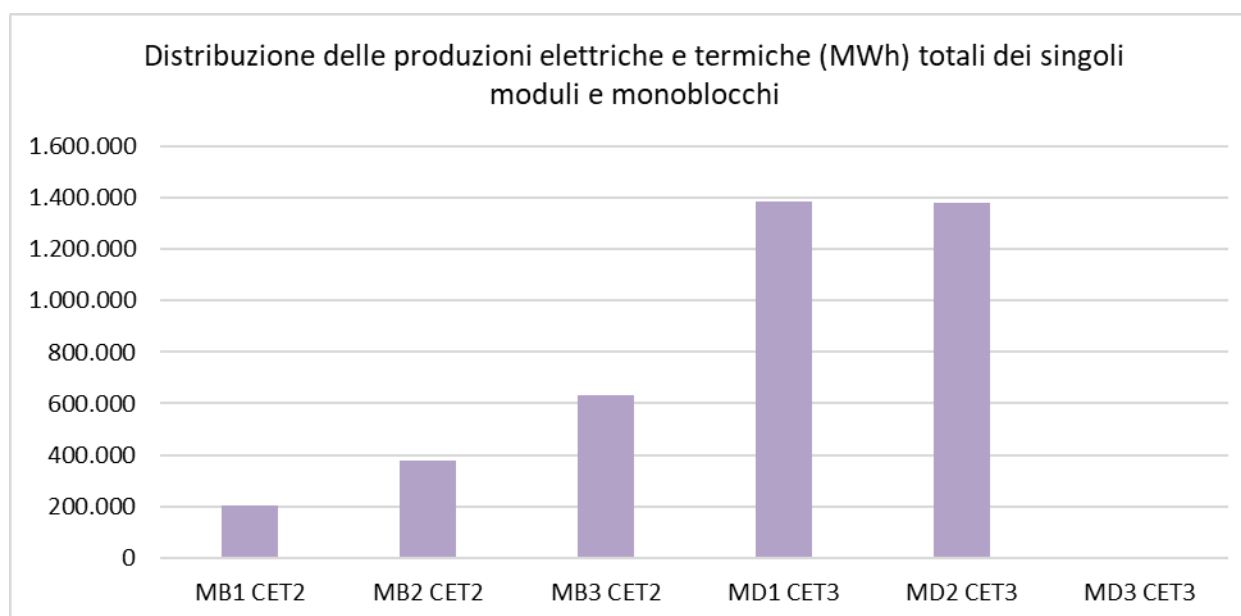
7.2 Indici di Performance Specifici (IPS)

7.2.1 IPS termici

I principali consumi di energia termica (metano e gas siderurgici) sono stati di seguito normalizzati in funzione della destinazione d'uso specifica del reparto analizzato (Ds) e della destinazione d'uso generale dello stabilimento (Dg).

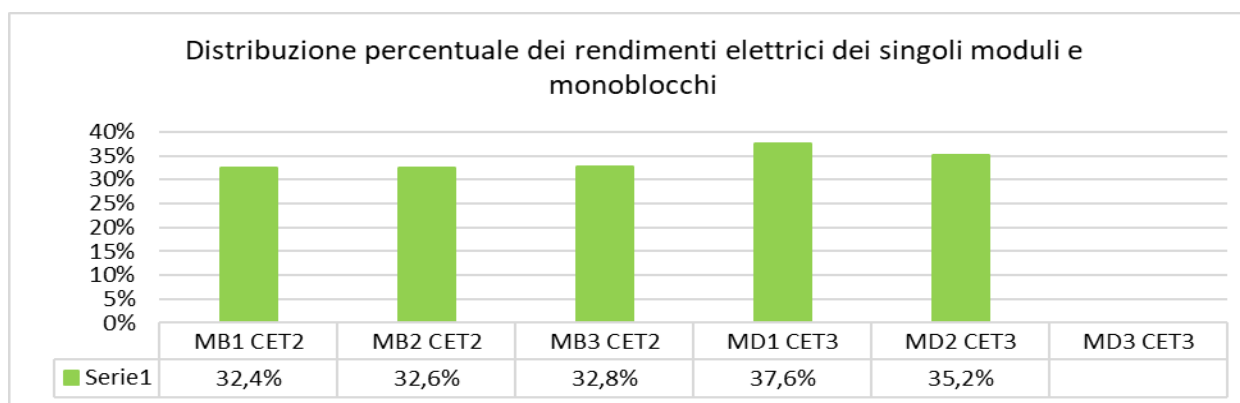
La destinazione d'uso generale dello stabilimento è la produzione combinata di energia elettrica (lorda) e termica (vapore), espressa in termini di MWh. Si riporta una tabella di sintesi:

	Centrale	Quantità energia elettrica prodotta (MWe) A	Quantità energia termica prodotta (MWht) B	Quantità energia totale prodotta (MWh) A+ B
Ds	MB1 CET2	204.050	928	204.979
Ds	MB2 CET2	374.662	2.741	377.403
Ds	MB3 CET2	604.704	28.455	633.159
Ds	MD1 CET3	1.069.750	313.957	1.383.707
Ds	MD2 CET3	1.055.338	324.905	1.380.243
Ds	MD3 CET3	0	0	0
Dg	Totale	3.308.504	670.986	3.979.490

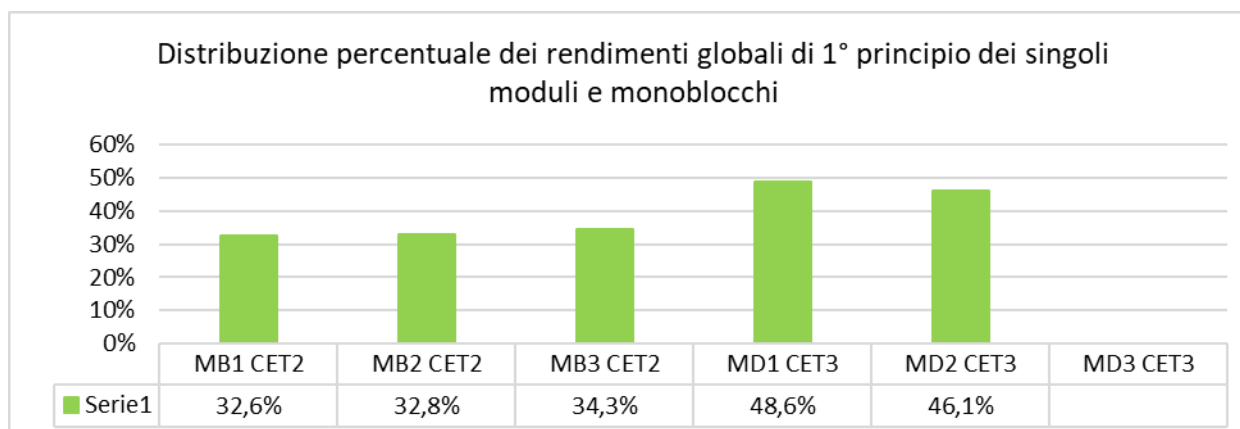


Gli indici di prestazione specifici sono di seguito riportati:

IPS	Centrale	IPS (tep/MWhe)	Rendimento elettrico %
IPS 2.1.1	MB1 CET2	0,265	32,4%
IPS 2.1.2	MB2 CET2	0,264	32,6%
IPS 2.1.3	MB3 CET2	0,263	32,8%
IPS 2.1.4	MD1 CET3	0,229	37,6%
IPS 2.1.5	MD2 CET3	0,244	35,2%
IPS 2.1.6	MD3 CET3	-	-



IPS	Centrale	IPS (tep/(MWhe+MWht))	Rendimento globale %
IPS 2.1.1	MB1 CET2	0,264	32,6%
IPS 2.1.2	MB2 CET2	0,262	32,8%
IPS 2.1.3	MB3 CET2	0,251	34,3%
IPS 2.1.4	MD1 CET3	0,177	48,6%
IPS 2.1.5	MD2 CET3	0,187	46,1%
IPS 2.1.6	MD3 CET3	-	-



I valori del rendimento riportati in tabella sono stati calcolati dividendo l'energia elettrica e/o l'energia elettrica e termica totale, per il valore dell'energia termica in ingresso ad ogni modulo/monoblocco, espressa in MWh. Per la CET2 (in assetto termoelettrico tradizionale), il calcolo del rendimento di 1° principio non è rappresentativo delle sue reali prestazioni in quanto il vapore viene prodotto unicamente per condizioni d'emergenza, a discapito inoltre del suo rendimento elettrico medio.

Il vapore utilizzato per usi tecnologici dello stabilimento siderurgico viene prodotto essenzialmente dalla CET3 per spillamento intermedio dalla turbina a vapore e solo in condizioni di emergenza dalla CET2.

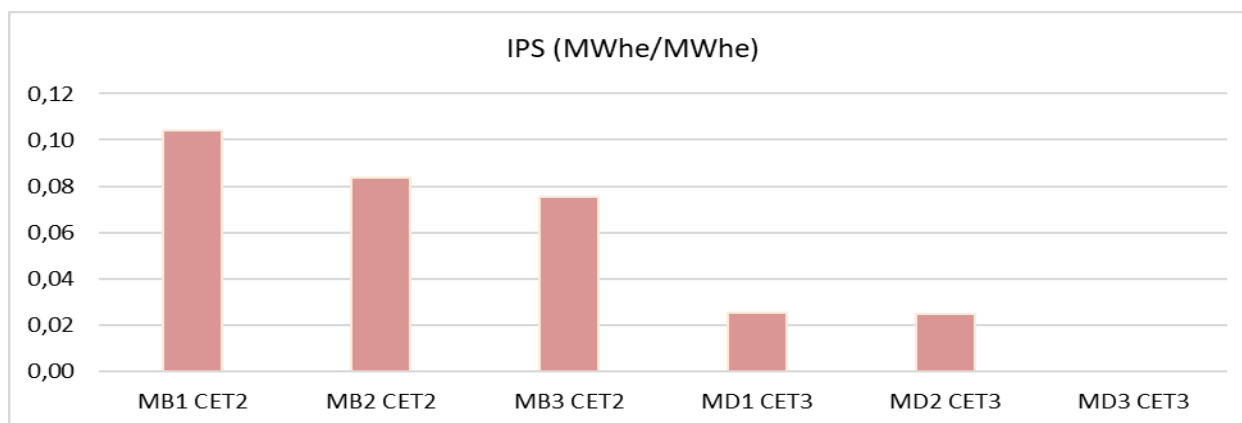
Dividendo il valore dell'energia termica in ingresso ad ogni modulo/monoblocco (tep) per l'energia elettrica e termica totale (somma dei vari moduli/monoblocchi) si ottengono i seguenti indici:

IPS	Centrale	IPS (tep/(MWhe+MWht)tot.)
IPS 2.1.1	MB1 CET2	0,014
IPS 2.1.2	MB2 CET2	0,025
IPS 2.1.3	MB3 CET2	0,040
IPS 2.1.4	MD1 CET3	0,062
IPS 2.1.5	MD2 CET3	0,065
IPS 2.1.6	MD3 CET3	-
	Totale	0,205

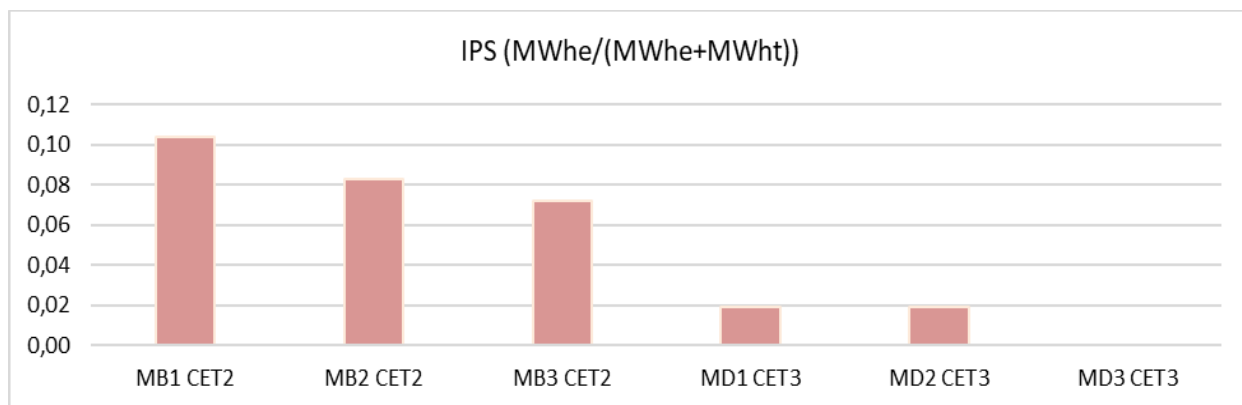
7.2.2 IPS elettrici

I principali consumi di energia elettrica sono stati di seguito normalizzati in funzione della destinazione d'uso specifica del reparto analizzato (Ds) e della destinazione d'uso generale dello stabilimento (Dg).

IPS	Centrale	IPS (MWhe/MWhe)
IPS 1.1.1	MB1 CET2	0,104
IPS 1.1.2	MB2 CET2	0,083
IPS 1.1.3	MB3 CET2	0,076
IPS 1.1.4	MD1 CET3	0,025
IPS 1.1.5	MD2 CET3	0,025
IPS 1.1.6	MD3 CET3	-



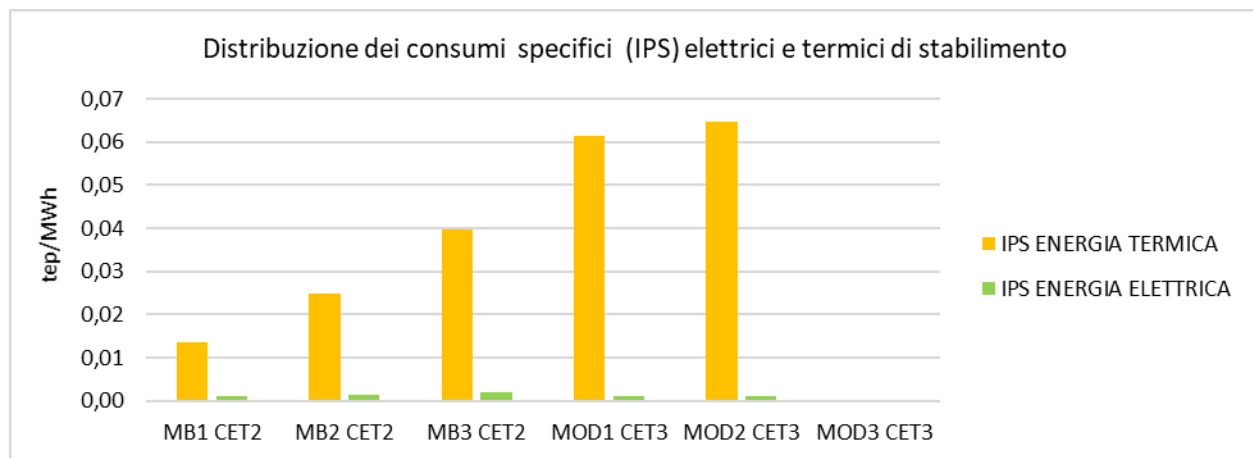
IPS	Centrale	IPS (MWhe/(MWhe+MWht))
IPS 1.1.1	MB1 CET2	0,104
IPS 1.1.2	MB2 CET2	0,083
IPS 1.1.3	MB3 CET2	0,072
IPS 1.1.4	MD1 CET3	0,019
IPS 1.1.5	MD2 CET3	0,019
IPS 1.1.6	MD3 CET3	-



IPS	Centrale	IPS (tep/(MWhe+MWht)tot.)
IPS 1.1.1	MB1 CET2	0,0010
IPS 1.1.2	MB2 CET2	0,0015
IPS 1.1.3	MB3 CET2	0,0021
IPS 1.1.4	MD1 CET3	0,0013
IPS 1.1.5	MD2 CET3	0,0012
IPS 1.1.6	MD3 CET3	-
Totale		0,0071

7.2.3 Confronto indici specifici e indici di obiettivo (riferimenti/benchmark)

Gli indici specifici termici calcolati in precedenza la cui somma è pari a 0,205 tep/MWh (elettrici e termici), sono allineati all'indice di prestazione globale generale 0,213 tep/MWh. Lo scostamento è dovuto al fatto che l'indice generale è calcolato tenendo in considerazione l'energia elettrica netta prodotta e il contributo del gasolio ai tep termici complessivi in ingresso. Gli indici specifici del consumo di energia elettrica per la produzione di energia elettrica e vapore risultano non rilevanti (0,0071 tep/MWh).



In merito al confronto degli indici calcolati con la media di mercato, si precisa che non esistono in Italia impianti simili in esercizio, pertanto non è possibile effettuare alcun confronto significativo.

I rendimenti delle due centrali sono influenzati dalla marcia a bassi livelli di carico e dall'elevato consumo di gas siderurgici correlato alla mission della centrale, che consiste nel riutilizzo di tutti i gas siderurgici con il minimo impatto ambientale. In particolare, nella CET2 si utilizzano elevati volumi di gas siderurgici caratterizzati da un basso potere calorifico e da un'elevata variabilità della portata nel tempo, mentre nella CET3 per poter iniettare i gas siderurgici nel turbogas è necessario comprimerli fino a 20 bar tramite tre compressori assiali che utilizzano una potenza meccanica di circa 27 MW l'uno.

Quanto appena constatato impone alla centrale repentini modifiche negli assetti produttivi con inevitabili ricadute sulle prestazioni energetiche.

8 Precedenti interventi di efficienza energetica realizzati nel sito

Considerata la ridotta disponibilità dei gas siderurgici e la minore richiesta da parte dello stabilimento siderurgico, di energia elettrica, non è stato eseguito alcun intervento mirato di efficientamento energetico nel periodo intercorso tra il 2015 e il 2019, al netto dell'efficienza apportata dalle normali azioni manutentive. In prospettiva, qualora lo stabilimento siderurgico dovesse ritornare alla massima capacità produttiva, con maggiori disponibilità dei gas siderurgici e di fabbisogno di energia elettrica, verranno analizzati possibili interventi di efficienza energetica della Centrale.

9 Proposta di soluzioni per l'efficienza energetica

Malgrado lo scenario prospettato al paragrafo precedente, ancora attuale, nel presente capitolo sono riepilogate alcune proposte di intervento volte al miglioramento delle prestazioni energetiche del sito.

I modelli utilizzati per la valutazione economico-finanziaria degli interventi considerano le seguenti ipotesi:

- Tasso di interesse di riferimento pari al 5%
- Investimento effettuato all'anno zero

9.1 Soluzioni proposte, raccomandazioni

Le proposte risultano essere solo una prima valutazione di massima e saranno oggetto di studi più dettagliati a seguito dell'interesse riscontrato da parte del cliente verso uno di essi.

Nello specifico, per il sito in esame è stata identificata una soluzione nel seguente ambito:

- a) Intervento 1: Relamping LED

9.2 Interventi

9.2.1 Intervento 1: Relamping LED

L'illuminazione è oggi uno degli ambiti in cui, grazie alle migliori prestazioni energetiche delle nuove soluzioni tecnologiche offerte dal mercato, si possono raggiungere notevoli risparmi sia energetici sia economici. Il presente intervento riguarda il relamping dell'intero sito che si ipotizza poter essere svolto in maniera modulare in 4-5 anni.

Si specifica che per la stima economica del presente intervento non si è tenuto conto dei costi riconducibili alla manutenzione degli apparecchi illuminanti e al loro smaltimento (acquisto di nuove lampade e reattori, smaltimento delle lampade a fine vita utile, costo di sostituzione delle lampade). In base a tali assunzioni, i risultati finanziari che in seguito saranno esposti sono da considerarsi rappresentativi di una prospettiva d'investimento elaborata su base cautelativa.

Nella situazione attuale il fabbisogno di energia elettrica necessario per garantire l'illuminazione dell'officina si attesta intorno ai $411 \text{ kW} \times 0,7 \times 8.760 \text{ ore} = 2.520 \text{ MWh/anno}$.

L'implementazione del piano di sostituzione dei punti luce appena descritto, richiedente un investimento complessivo stimato di circa 400.000 €, ridurrebbe la potenza complessiva dell'impianto di illuminazione, portandolo dagli attuali 411 kW ai futuri 215 kW. La riduzione del fabbisogno energetico in un anno sarebbe di circa il 52%, riducendo il consumo energetico a circa $200 \text{ kW} \times 0,7 \times 8.760 \text{ ore} = 1.315 \text{ MWh}$.

I benefici finanziari che possono scaturire dall'intervento di efficienza energetica proposto non derivano solo dalla riduzione dei costi per il minor consumo dell'energia elettrica ma anche dal meccanismo dei TEE. Nei 5 anni successivi all'intervento l'entrata derivante dalla vendita dei TEE corrisponderebbe a circa 56.000 €/anno (pari a 225 TEE/anno, considerando il prezzo del TEE pari a 250 €).

L'analisi economico-finanziaria ha portato ai seguenti risultati:

Pay Back (anni)	3,7
Pay Back con incentivo (anni)	2,4
IRR	30,3%
VAN (5 anni)	314.866 €
Investimento	398.960 €
VAN/Investimento	0,789

9.2.2 Eventuale collegamento al teleriscaldamento e CAR

La presente diagnosi, come descritto nei paragrafi precedenti, è stata eseguita su una centrale di produzione combinata di energia elettrica e termica, non risulta dunque applicabile l'approfondimento richiesto in merito alla possibilità di un collegamento al teleriscaldamento e CAR vista la tipologia del sito in esame.

10 Riepilogo proposte di efficientamento

		VAN/I	Pay Back Period [anni]	Valore Attuale Netto [€]	IRR	Investimento previsto [€]	Saving atteso [€/anno]	Vita tecnica [anni]
1	Relamping LED	0,789	3,7	314.866	30,3%	398.960	108.511	10

Addendum

10.1 PCI e fattori di conversione in TEP

Flusso (o vettore) energetico	Tipologia	PCI	Fattore di conversione in TEP
<i>Energia elettrica</i>	Energia elettrica	n.d.	0,187 [tep/MWh]
<i>Biomassa</i>	Combustibile	2500 [kcal/kg]	0,25 [kgep/kg]
<i>Carbone di legna</i>	Combustibile	6760 [kcal/kg]	0,676 [kgep/kg]
<i>Coke da cokeria</i>	Combustibile	7000 [kcal/kg]	0,7 [kgep/kg]
<i>Coke di petrolio</i>	Combustibile	8300 [kcal/kg]	0,83 [kgep/kg]
<i>Lignite</i>	Combustibile	1925 [kcal/kg]	0,1925 [kgep/kg]
<i>Rifiuti biodegradabili</i>	Combustibile	2500 [kcal/kg]	0,25 [kgep/kg]
<i>Rifiuti non biodegradabili</i>	Combustibile	2165 [kcal/kg]	0,2165 [kgep/kg]
<i>Benzine</i>	Combustibile	10510 [kcal/kg]	1,051 [kgep/kg]
<i>Distillati leggeri</i>	Combustibile	10400 [kcal/kg]	1,04 [kgep/kg]
<i>Gasolio</i>	Combustibile	10200 [kcal/kg]	1,02 [kgep/kg]
<i>GPL</i>	Combustibile	11000 [kcal/kg]	1,099 [kgep/kg]
<i>Olio combustibile ATZ</i>	Combustibile	9800 [kcal/kg]	0,98 [kgep/kg]
<i>Olio combustibile BTZ</i>	Combustibile	9800 [kcal/kg]	0,98 [kgep/kg]
<i>Petrolio greggio e s.l.</i>	Combustibile	10000 [kcal/kg]	1 [kgep/kg]
<i>Biogas</i>	Combustibile	3790 [kcal/kg]	0,7882 [kgep/kg]
<i>Gas di altoforno</i>	Combustibile	764 [kcal/kg]	0,099 [kgep/kg]
<i>Gas di cokeria</i>	Combustibile	9556 [kcal/kg]	0,473 [kgep/kg]
<i>Gas di discarica e residuati</i>	Combustibile	12000 [kcal/kg]	1,126 [kgep/kg]
<i>Gas di officina</i>	Combustibile	7167 [kcal/kg]	0,473 [kgep/kg]
<i>Gas naturale</i>	Combustibile	9200 [kcal/kg]	1,126 [kgep/kg]
<i>Gas residui di raffinaria</i>	Combustibile	12000 [kcal/kg]	1,2 [kgep/kg]
<i>Acqua calda</i>	Utility	n.d.	0,096 [tep/MWh]
<i>Acqua surriscaldata</i>	Utility	n.d.	0,096 [tep/MWh]
<i>Acqua fredda</i>	Utility	n.d.	0,062 [tep/MWh]
<i>Aria calda</i>	Utility	n.d.	0,096 [tep/MWh]
<i>Aria fredda</i>	Utility	n.d.	0,062 [tep/MWh]
<i>Aria compressa</i>	Utility	n.d.	0,00002431 [tep/fad m3]
<i>Olio diatermico</i>	Utility	n.d.	0,096 [tep/MWh]
<i>Vapore</i>	Utility	n.d.	0,096 [tep/MWh]