
  ICARC	RIESAME AIA CENTRALE DI FERRERA ERBOGNONE (PV)		
	Allegato D10: Analisi energetica	COMMESSA RIESAME AIA	ORDINE 4400068087
Commissa: 45503068		SPC. N. D10	
		Fg. 1 di 1	Rev. 00

Allegato D10:

Analisi energetica

00	Emissione	Stantec-Icaro	Enipower	Enipower	MARZO 2019
Rev.	Descrizione	Elaborato	Verificato	Approvato	Data

Aggiornamento Analisi Energetica (2018)

Redatto

Gruppo di Gestione dell'Energia

Verificato

Rappresentante della Direzione per
i Sistemi di Gestione

Approvato

Comitato per il Riesame HSE

San Donato Milanese, 01 marzo 2018

Riferimento

Allegato A alla Procedura "Pianificazione Energetica: analisi, indicatori di
prestazione, obiettivi", PNF.QDE.pro-01_ep_r01

enipower



1. Obiettivi.....	5
2. Ambito di applicazione	6
3. Riferimenti	10
3.1 Riferimenti interni	10
3.2 Riferimenti esterni	10
4. Definizioni, abbreviazioni, acronimi	11
5. Attività e modalità operative	12
5.1 Il modello di business ed il ciclo produttivo di Enipower	12
5.1.1 Centrale di Ferrera Erbognone.....	15
5.1.1.1 Impianti di trasformazione e processi che utilizzano l'energia	15
5.1.1.2 Edifici al servizio della produzione ed amministrazione	18
5.1.1.3 Struttura organizzativa propria e di terzi che lavorano nello stabilimento ...	19
5.1.2 Centrale di Ravenna	21
5.1.2.1 Impianti di trasformazione e processi che utilizzano l'energia	21
5.1.2.2 Edifici al servizio della produzione ed amministrazione	25
5.1.2.3 Struttura organizzativa propria e di terzi che lavorano nello stabilimento ...	27
5.1.3 Centrale di Brindisi	29
5.1.3.1 Impianti di trasformazione e processi che utilizzano l'energia	29
5.1.3.2 Edifici al servizio della produzione ed amministrazione	34
5.1.3.3 Struttura organizzativa propria e di terzi che lavorano nello stabilimento ...	37
5.1.5 Centrale di Bolgiano (San Donato Milanese)	37
5.1.5.1 Impianti di trasformazione e processi che utilizzano l'energia	37
5.1.5.2 Edifici al servizio della produzione ed amministrazione	46
5.1.5.3 Struttura organizzativa propria e di terzi che lavorano nello stabilimento ...	48
5.2 Usi energetici : vettori e centri di consumo	50
5.2.1 Usi energetici associati al processo di trasformazione "termo-elettrico"	52
5.2.1.1 Gas Naturale	52

enipower



.....	55
5.2.1.2 Syngas da impianto di gassificazione Eni R&M	56
5.2.1.3 Offgas (o gas petrolchimico) da Impianto Steam Cracking	58
5.2.1.4 Vapore alta pressione da Impianto Steam Cracking.....	60
5.2.3 Usi energetici associati ai servizi ausiliari (autoconsumi) ed alla produzione e distribuzione di utilities.....	61
5.2.3.1 Gasolio	61
5.2.3.2 Energia elettrica (autoprodotta) per autoconsumi	61
5.2.3.3 Energia elettrica soccorso.....	66
5.2.3.4 Energia termica per autoconsumi	66
5.3 Usi energetici : i fattori che influenzano i consumi	68
5.3.1 Fattori esterni	68
5.3.1.1 La temperatura ambiente.....	68
5.3.1.2 La pressione atmosferica.....	72
5.3.1.3 L'umidità relativa	72
5.3.1.4 Fattore di carico impianto (esiti di mercato MGP ed MSD)	73
5.3.1.5 Numerosità fermate e avviamenti, determinati da esiti MGP ed MSD	74
5.3.1.6 Estrazione energia termica dal ciclo	75
5.3.1.7 Cos ϕ di lavoro alternatori elettrici	78
5.3.2 Fattori interni.....	80
5.3.2.1 Invecchiamento e degrado turbomacchine.....	80
5.3.2.2 Sporramento turbine.....	82
5.3.2.3 Sporramento generatori di vapore.....	84
5.3.2.4 Sporramento sistemi di condensazione vapore	86
5.3.2.5 Presidio affidabilità impianti.....	87
5.3.2.6 Selezione degli assetti di esercizio	89
5.3.2.7 Adeguato dimensionamento macchine e trasformatori.....	92

enipower



5.3.3 Fattori statici (Benchmarking)	94
5.4 Usi energetici : analisi di significatività	96
5.5 Usi energetici : le aree di miglioramento	98
5.5.1 Processo termoelettrico	98
5.5.2 Servizi ausiliari di generazione, produzione utilities, reti di distribuzione di stabilimento.....	99
5.6 Criteri per l'individuazione del riferimento energetico (Energy Baseline)	100
5.7 Sviluppi futuri ed aggiornamento analisi energetica	102
6. Modifiche apportate	103
7. Responsabilità di aggiornamento	104
8. Archiviazione, conservazione e tracciabilità	105
Indice allegati.....	106

1. Obiettivi

1. Obiettivi

Il presente documento descrive in dettaglio l'ambito di applicazione del Sistema di Gestione dell'Energia, in accordo alla norma ISO 50001, che Enipower ha adottato per se e per le sue controllate.

L'ambito di applicazione ed i confini del SGE vengono descritti con riferimenti specifici all'organizzazione della società, alle sue unità funzionali, ai processi ed alla configurazione dei siti produttivi.

In relazione ai consumi ed all'efficienza energetica degli stabilimenti produttivi, i cui risultati vengono quindi aggregati a livello di società, si stabiliscono indicatori di prestazioni ed obiettivi di miglioramento.

La presente relazione costituisce **l'aggiornamento dell'Analisi Energetica** della Società, al 2018. L'analisi energetica consente di individuare, al termine del processo, il riferimento con il quale verranno raffrontate le prestazioni energetiche nel tempo (**Energy Baseline**), fornisce gli strumenti per valutare correttamente le prestazioni ottenute e indica le condizioni che inducono a rivedere ed aggiornare il riferimento.

2. Ambito di applicazione

2. Ambito di applicazione

L'analisi energetica che segue si riferisce alla società Enipower, che opera nel settore dell'energia, gestendo, secondo le obbligazioni previste da un contratto di Tolling sottoscritto con il fornitore di gas naturale, Eni s.p.a ed Eniservizi, alcuni impianti industriali, in grado di produrre energia elettrica per il mercato libero ed energia termica (vapore tecnologico o acqua surriscaldata) per utenti coinsediati nei medesimi complessi industriali o per utenti terziari privati o pubblici (teleriscaldamento), in regime di cogenerazione.

Nei siti dove opera, Enipower produce e distribuisce energia elettrica e termica principalmente attraverso la tecnologia del Ciclo Combinato. Il ciclo combinato consiste nell'accoppiamento di un ciclo termodinamico Brayton a turbogas e di uno Rankine a vapore, in cui l'energia termica entrante nel ciclo a vapore è ottenuta dal recupero termico effettuato sui gas combusti scaricati dalla turbina a gas.

A partire dal 01/03/2016 è uscito dal perimetro aziendale la Centrale Termoelettrica di Livorno (vedi Analisi Energetica Iniziale – 2015), confluita all'interno degli asset gestiti dalla Direzione Refining & Marketing.

Enipower negli anni, a partire dal 2006, ha operato anche nella produzione, commercializzazione ed installazione di celle/pannelli ed impianti fotovoltaici per se e per clienti terzi.

Per la produzione dei pannelli è stato attivo fino alla metà del 2014 lo stabilimento di Nettuno, oggi chiuso ed in attesa di vendita.

A partire dal 2018 la gestione dei propri impianti di produzione di energia rinnovabile da fonte solare e la manutenzione ed assistenza post-vendita di quelli realizzati per terzi è stata ceduta alla società Eni New Energy, costituita all'interno della Direzione Energy Solutions di Eni S.p.A.

Pertanto le attività del sito produttivo di Nettuno, quelle legate alla commercializzazione, installazione e gestione di impianti fotovoltaici sono state

enipower



2. Ambito di applicazione

escluse dal perimetro del Sistema di Gestione dell'energia e quindi dal presente aggiornamento dell'Analisi Energetica.

L'Analisi Energetica esclude inoltre gli usi energetici della sede direzionale di Enipower, non solo in quanto oggetto del Sistema di Gestione di altra società dell'Eni, alla quale è demandata l'erogazione di servizi per le diverse business unit (Eniservizi), ma soprattutto per la scarsa significatività, se confrontati con gli usi ed i consumi caratteristici del proprio business.

Per comprendere il modello di gestione delle risorse energetiche di Enipower, occorre tenere in considerazione un vincolo importante, ovvero il fatto che gli stabilimenti produttivi della società sono, ad eccezione di quello di Bolgiano, coinsediati in complessi industriali (raffineria di Sannazzaro de' Burgondi e poli petrolchimici di Ravenna e Brindisi), per i cui processi a ciclo continuo sono classificati a rischio di incidente rilevante; per tale motivo è necessario che le utilities fornite da Enipower (le cui attività però non ricadono tra quelle a rischio di incedente rilevante) siano fornite con elevati standard di continuità.

Questo legame genera una maggiore rigidità di esercizio rispetto agli altri operatori del settore; tuttavia la cogeneratività, ovvero la possibilità di produrre contemporaneamente energia elettrica e vapore, **rappresenta un importante elemento di efficienza per il sistema energetico nazionale** (risparmio significativo di energia primaria, determinabile mediante specifici indicatori).

La necessità di massimizzare gli assetti produttivi che prevedano almeno due fonti di generazione termica, comporta il "dover" produrre energia elettrica in modo molto più continuo rispetto ai "competitor" del settore elettrico italiano, anche a carichi ridotti e non ottimali dal punto di vista dell'efficienza energetica.

Per questo la società ha investito ingenti risorse economiche per implementare sistemi che consentono di migliorare, ampliandola, la capacità di modulazione della potenza elettrica (flessibilità operativa), aumentare la velocità con cui l'impianto è in grado di essere avviato (es. sistemi Fast – Start up) e "seguire" il carico richiesto dalla Rete di Trasmissione Nazionale e partecipare quindi al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), molto importante dal punto di vista dei risultati economici.

enipower



2. Ambito di applicazione

La flessibilità operativa, se da un lato consente di ridurre le perdite economiche in periodi non remunerativi del mercato elettrico (frequenti per la sovraccapacità produttiva e la crescente diffusione di impianti alimentati a fonte rinnovabile), dall'altro ha comportato una progressiva riduzione del fattore di carico medio degli impianti, che si trovano quindi a funzionare lontano dal punto di ottimo energetico (la massima efficienza energetica si ottiene ai carichi di progetto).

Il fattore di carico medio degli impianti, negli ultimi anni (2015-2017) è in ripresa grazie a fattori contingenti (problema manutenzione centrali nucleari francesi) e più strutturali (es. progressiva fermata di impianti a olio e carbone e riduzione del parco macchine di generazione "rotante" di tipo convenzionale).

In questo scenario si è quindi sviluppata l'analisi energetica, mirata quindi a ricercare quei fattori che influenzano il consumo della risorsa energetica primaria (gas naturale e in misura meno rilevante, altri combustibili derivanti dai processi produttivi delle società coinsediate) sia per gli usi attinenti al processo termoelettrico, sia per quelli legati al funzionamento dei propri impianti (energia elettrica e termica per autoconsumi, servizi ausiliari di generazione).

L'analisi ha puntato inoltre a discriminare tra usi energetici sui quali è possibile intervenire, ottimizzandoli (es. servizi ausiliari), da quelli, più strettamente legati alla tecnologia di generazione utilizzata (classe turbina a gas e taglia del ciclo combinato) e soggetti all'influenza del mercato elettrico.

Per gli usi termoelettrici, al di là della corretta gestione degli impianti e del mantenimento in perfetta efficienza di quanto installato, ulteriori e apprezzabili miglioramenti richiederebbero investimenti ingenti e complessi (nuove tecnologie, repowering sostanziale), difficili da giustificare in un contesto economico che rimane comunque critico per il settore (forte riduzione dei margini economici e, soprattutto, del fattore di utilizzo impianti).

Nel corso del 2018 verrà avviato il c.d. Capacity Market, meccanismo di remunerazione della capacità produttiva installata (esistente e nuova), in grado, secondo le intenzioni del regolatore, di garantire una disponibilità di risorse adeguata per il bilanciamento di un sistema, sempre più caratterizzato, oltre che da impianti di generazione a fonte rinnovabile non programmabile, anche da un crescente apporto di impianti di generazione di piccola e media taglia, realizzati in configurazione

enipower



2. Ambito di applicazione

cogenerativa efficiente per il soddisfacimento degli autoconsumi di piccole e medie imprese e quindi connessi alla rete di trasmissione nazionale per l'immissione di eccedenze o la fornitura della necessaria riserva.

Sempre a partire dal 1° gennaio 2018 è diventata operativa a tutti gli effetti, l'applicazione delle modalità di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasporto e dispacciamento per i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC), di cui fanno parte anche le Reti Interne di Utenza (RIU) come previste dal Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC, All. A Delibera 539/15).

La rete di distribuzione elettrica dei siti di Ferrera Erbognone, Brindisi e Ravenna sono identificate come RIU ed hanno come utenti gli impianti di generazione di Enipower ed i clienti industriali coinsediati che potranno accedere liberamente al mercato elettrico e diventare, con l'evoluzione del mercato dei servizi di dispacciamento, anche utenti "attivi" dello stesso.

Per assicurare la gestione dei rapporti con gli attori del sistema elettrico (Società di vendita, Utenti RIU, Sistema Informativo Integrato, Terna, Gestore dei Servizi Energetici, Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente) relativamente ai flussi di metering, economici ed informativi, è stata costituita in Enipower l'unità "Servizi di distribuzione" (PROD/GEIN/DIST) che opera anche per le controllate Enipower Mantova e S.e.f.

enipower



3. Riferimenti

3. Riferimenti

3.1 Riferimenti interni

Contratti di Tolling Eni – Enipower, Eniservizi - Enipower (aggiornati a novembre 2017 con Addendum)

Dichiarazioni ambientali EMAS Ferrera Erbognone, Ravenna, Brindisi, Bolgiano

Bilancio di Sostenibilità di Enipower 2014, 2015, 2016 e 2017

Organizzazione stabilimenti

CO 10/2009 – Stabilimento di Ferrera Erbognone

CO 1/2009 – Stabilimento di Ravenna

CO 19/2009 – Stabilimento di Brindisi

CO 22/2010 – Stabilimento di Bolgiano

CO 8/2016 – Servizi di Distribuzione RIU

Procedura RIS.PER.PG-07

3.2 Riferimenti esterni

Norma ISO 50001

Norma ISO 50006 (Misura della prestazione energetica utilizzando il consumo di riferimento e gli indicatori di prestazione)

Norma ISO 50015 (Misura e verifica della prestazione energetica delle organizzazioni)

Norma UNI CEI EN 16247-1 "Diagnosi energetiche – Requisiti generali"

Norma UNI CEI TR 11428 "Diagnosi Energetiche"

enipower



4. Definizioni, abbreviazioni, acronimi

Per le definizioni, le abbreviazioni e gli acronimi si rimanda alla Procedura **"Pianificazione energetica : analisi, indicatori di prestazione, obiettivi"**, di cui questa relazione costituisce una registrazione.

5. Attività e modalità operative

5. Attività e modalità operative

5.1 Il modello di business ed il ciclo produttivo di Enipower

Enipower spa, società controllata al 100% da Eni, è stata costituita nel novembre 1999.

Ad Enipower sono state conferite, all'atto della sua costituzione, centrali per la generazione di energia elettrica e vapore di tipo convenzionale, con potenza installata di circa 1 GW, dalle società dell'Eni, EniChem (ora Versalis/Syndial) ed Agip Petroli (ora Eni Direzione Refining & Marketing).

Enipower ha completato un piano di investimenti che ha comportato la graduale sostituzione degli impianti tradizionali, acquisiti alla sua costituzione, con moderni impianti a ciclo combinato, alimentati a gas naturale, che garantiscono standard elevati per la sicurezza e la salute delle risorse umane impiegate e, soprattutto, per la salvaguardia dell'ambiente.

Enipower S.p.A. possiede partecipazioni di controllo in due Società:

- Enipower Mantova S.p.A., partecipata da TEA S.p.A., società di Mantova attiva nel campo dei servizi energetici e ambientali, che è proprietaria e gestisce la centrale termoelettrica di Mantova;
 - Società Enipower Ferrara s.r.l. (S.e.f. s.r.l.), che è proprietaria e gestisce la centrale termoelettrica esistente e che ha completato (2010) la realizzazione e l'avviamento dei nuovi cicli combinati, in partecipazione con Axpo International S.A.
- Enipower partecipa inoltre con quote di minoranza in altre società consortili che forniscono servizi di stabilimento.

Dal 1° gennaio 2007, il modello di business delle attività termoelettriche di Enipower e delle sue controllate è fondato sul contratto di tolling stipulato con Eni.

Dal 1° gennaio 2010, a seguito dell'acquisizione da Eniservizi della Centrale di cogenerazione di Bolgiano, comprensiva di reti di distribuzione elettrica e termica, è vigente un contratto di tolling tra Enipower ed Eniservizi.

Enipower mantiene la proprietà degli asset e la responsabilità dell'esercizio delle proprie centrali e produce energia trasformando i combustibili forniti da Eni. L'energia elettrica e l'energia termica così prodotte sono di proprietà di Eni, cui compete quindi

enipower



5. Attività e modalità operative

la gestione commerciale (Direzione Gas&LNG Marketing and Power, business unit Power) della capacità produttiva messa a disposizione da Enipower.

Enipower S.p.A. (il tollee) riceve da Eni spa o da Eniservizi (il toller) un corrispettivo per la copertura dei costi di produzione (con esclusione del combustibile di proprietà del toller) e la remunerazione del capitale investito.

In data 13/11/2017 è stato sottoscritto un nuovo Addendum al contratto, che decorre dal 1° gennaio 2018, che recepisce la nuova modalità di calcolo dell'energia elettrica ceduta al toller (energia netta) senza prevedere il ribaltamento dei costi per autoconsumo; di conseguenza è stato aggiornato il calcolo del corrispettivo di trasformazione. Inoltre nell'Addendum è stato aggiornato il contratto per quanto riguarda:

- punti di misura dell'energia elettrica relativamente a tutti agli stabilimenti (riferimento Allegati 5 del Codice di Rete Terna);
- valori dei premi/penalità giornalieri per il calcolo della Bonus/Malus Availability Annuo (BMA) del canone annuo di disponibilità;
- la procedura per la determinazione degli indici di indisponibilità complessiva;
- il calcolo del corrispettivo di aggiustamento dell'efficienza sulla base di quanto calcolato da PGP (Power Generation Portal) ovvero il SW dedicato al Controllo Prestazioni ed Esercizio Economico degli impianti.

Inoltre, a seguito della delibera 539/2015/R/eel e disposizioni successive, si è resa necessaria, sempre a partire dal 1° gennaio 2018, la revisione del contratto al fine di incorporare la remunerazione degli "asset di distribuzione" e dei costi del relativo servizio, compresa la presenza in servizio continuo di almeno un'unità di produzione predisposta a far fronte alla così detta "marcia in isola elettrica di sito".

Enipower sostiene i rischi operativi derivanti dall'esercizio e manutenzione delle centrali, mentre il rischio di mercato dell'approvvigionamento del combustibile e della commercializzazione dell'energia elettrica sono a carico integralmente di Eni o Eniservizi.

Con questo modello di business, la gestione industriale di Enipower ha come principali obiettivi garantire la sicurezza industriale (intesa come fornitura affidabile di energia

enipower



5. Attività e modalità operative

elettrica e termica), la massima disponibilità e flessibilità impiantistica e i migliori standard di efficienza produttiva.

In questo contesto, Enipower, cui si riferisce questa Analisi Energetica 2018, gestisce gli impianti dei siti di :

1. Ferrera Erbognone, adiacente alla Raffineria Eni R&M di Sannazzaro de Burgondi ed al centro di elaborazione dati Eni "Green Data Center"
2. Ravenna, nel complesso petrolchimico multisocietario
3. Brindisi, nel complesso petrolchimico multisocietario
4. Bolgiano, impianto asservito alla rete di Teleriscaldamento della città di San Donato Milanese ed alla distribuzione elettrica a servizio degli edifici del centro direzionale Eni di San Donato Milanese.

L'analisi energetica e gli indicatori di prestazione del ciclo produttivo di Enipower faranno riferimento a singole Unità di Produzione (UP) o impianti di generazione termica laddove non è presente la produzione elettrica.

Ciascuna Unità di Produzione del Sistema Elettrico Nazionale è censita in un opportuno registro tenuto dal gestore della rete di trasmissione, TERNA, denominato RUP (Registro delle Unità di Produzione "RUP").

Opportune procedure di aggregazione dei risultati (volumi produzione, consumi energia, efficienza etc.) di ciascuna UP consentono di definire indici di prestazione energetica di più alto livello (sito produttivo o società).

Di seguito vengono inquadrati brevemente gli impianti sopracitati, con particolare attenzione ai dati dimensionali delle sezioni responsabili dei maggiori utilizzi di energia primaria (processo termoelettrico) o secondaria (alimentazione ausiliari impianti di generazione o sistemi di produzione utilities di sito).

enipower



5. Attività e modalità operative

5.1.1 Centrale di Ferrera Erbognone

5.1.1.1 Impianti di trasformazione e processi che utilizzano l'energia

La centrale termoelettrica di Ferrera Erbognone insiste su un terreno di complessivi mq. 163.000 ed è costituita da due unità a ciclo combinato da circa 390 MWe ciascuna (di seguito CC1 e CC2) ed una unità a ciclo combinato da circa 230 MWe (di seguito CC3).

Ognuna delle due unità più grandi è costituita essenzialmente da una turbina a gas di ultima generazione (Classe "F") da circa 265 MWe alimentata a gas naturale, una caldaia a recupero a tre livelli di pressione e risurriscaldatore senza postcombustione, da una turbina a vapore a condensazione e spillamenti intermedi da circa 125 MWe, da un camino di altezza pari a circa 80 m e da un condensatore ad aria; l'unità più piccola è costituita essenzialmente da una turbina a gas di ultima generazione da circa 155 MW alimentabile a syngas prodotto nell'adiacente raffineria Eni R&M e/o a gas naturale, una caldaia a recupero a tre livelli di pressione e risurriscaldatore senza postcombustione, da una turbina a vapore a condensazione e spillamenti intermedi da circa 75 MW, da un camino di altezza pari a circa 80 m e da un condensatore ad aria; infine all'interno della Centrale insiste un'unica sala di controllo che supervisiona tutti e tre i cicli combinati.

Tutti e tre i cicli combinati CC1, CC2 e CC3 possono produrre Vapore Tecnologico per la raffineria Eni Direzione R&M; il terzo gruppo CC3 produce necessariamente anche Vapore Tecnologico utilizzato a scopo di abbattimento degli NOx in sede di combustione nel turbogas del gruppo stesso (Steam injection).

Descrizione tecnica gruppi a ciclo combinato

Isole di potenza

I due impianti da 390 MWe sono formati da:

- 1 turbina a gas da circa 266 MWe (Ansaldo AE94.3 A2), alimentata a gas naturale ed equipaggiata con bruciatori premiscelati di tipo Dry Low Nox (DLN);

enipower



5. Attività e modalità operative

- 1 generatore elettrico da 300 MVA (Ansaldo WY23Z-109LL);
- 1 caldaia a recupero, con produzione nominale di vapore di circa 360 t/h;
- 1 turbina a vapore, a doppia derivazione e condensazione, da circa 125 MW;
- 1 generatore elettrico da 170 MVA (Ansaldo WX21Z-092LLT);
- 1 camino per l'evacuazione dei fumi dalla combustione di altezza 80 m e diametro 6 m.

La terza unità da 230 MW è formata da:

- 1 turbina a gas da circa 155 MW (Ansaldo AE94.2K), alimentata a syngas di raffineria e/o a gas naturale ed equipaggiata con bruciatori a diffusione ibridi gas naturale / gas povero (syngas);
- 1 generatore elettrico da 200 MVA (Ansaldo WX21Z);
- 1 caldaia a recupero, con produzione nominale di vapore di circa 260 t/h;
- 1 turbina a vapore a condensazione, da circa 75 MW;
- 1 generatore elettrico da 170 MVA (Ansaldo WX21Z-092LLT);
- 1 camino per l'evacuazione dei fumi dalla combustione di altezza 80 m e diametro 5,7 m.

Impianti di raffreddamento

Il sistema di raffreddamento dei due cicli termici più grandi (CC1 e CC2) è costituito da due condensatori ad aria, in grado di condensare 360 t/h di vapore in caso di esercizio a piena condensazione o portate superiori per brevi periodi di avviamento o blocco (scarico valvole di by-pass). Il sistema di raffreddamento del terzo ciclo CC3 è costituito da un condensatore ad aria costruito analogo ai due precedenti, in grado di condensare ca. 230 t/h di vapore scaricato dalla turbina.

Il sistema di raffreddamento degli ausiliari di impianto, ad acqua, (prevalentemente olio lubrificante macchine, aria di raffreddamento alternatori) è costituito da un circuito raffreddato mediante torri evaporative ibride, umido – secco.

Impianti ausiliari

Completano la dotazione della centrale:

- Impianto di alimentazione gas naturale composto da: sistema di protezione, stazione di misura e di riduzione della pressione, sistema di riscaldamento gas, sistema di filtrazione gas e sistema di distribuzione alle turbine.
- Sistema di filtrazione meccanica e misura syngas.

enipower



5. Attività e modalità operative

- Sistema di ricezione, stoccaggio e rilancio acqua demineralizzata con capacità massima pari a 5000 m³, per l'alimentazione ed il reintegro dei cicli combinati; l'acqua demi viene fornita da impianti di trattamento situati nella raffineria Eni R&M
- Stazione di produzione e rete di distribuzione aria compressa per servizi e strumenti
- Rete distribuzione azoto per inertizzazione;
- Sistema di controllo distribuito (DCS) per i tre moduli a ciclo combinato.
- Generatore diesel da circa 1,2 MW, con annesso sistema di alimentazione a gasolio, predisposto per garantire, in condizioni di emergenza, l'alimentazione ai servizi essenziali in fase di fermata o blocco.
- Trasformatori, installati all'aperto e dotati di adeguato sistema di messa a terra, per l'alimentazione delle reti elettriche del Sito ed esterna.

Stazione elettrica

- Sottostazione elettrica a 380 kV con doppia sbarra con congiuntore, isolata in aria (AIS, Air Insulated Station). I due elettrodotti di collegamento alla rete di trasporto nazionale non sono di proprietà di EP.
- Trasformatori e baie dedicate 380 kV/132 kV per l'alimentazione diretta, via cavo interrato, della Raffineria Eni R&M.
- Trasformatori 380/ 15 kV per l'alimentazione diretta, via cavo interrato della Centrale di generazione gas Tecnici di Air Liquide
- Trasformatori 380/132 kV e 132/20 KV per l'alimentazione diretta del Green Data Center Eni.
- Cabina elettrica a media tensione, 15 kV per l'alimentazione (soccorso) della centrale dalla rete elettrica esterna.

Sia ai fini del rapporto con il gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna) che a quelli di natura contrattuale (Contratto di Tolling) i tre gruppi a ciclo combinato costituiscono distinte Unità di Produzione, identificate rispettivamente con i codici **UP_NPWRFRRRRB_8 (CC1)**, **UP_NPWRFRRRRB_9 (CC2)** e **UP_NPWRFRRRRB_10 (CC3)**.

enipower



5. Attività e modalità operative

5.1.1.2 Edifici al servizio della produzione ed amministrazione

Oltre agli impianti di produzione è presente una palazzina uffici in cui opera il personale di sito ed in cui si trovano allocate:

- le officine meccanica, elettrica e strumentale (piano terra)
- gli spogliatoi riservati al personale Enipower (piano terra)
- il laboratorio chimico (piano terra)
- la cabina elettrica CE1
- la sala controllo (primo piano)
- gli uffici del personale in turno, le sale tecniche e la sala controllo (primo piano)
- gli uffici direzionali (secondo piano)

La palazzina è stata realizzata nel 2002 in concomitanza con l'avvio dei nuovi cicli combinati, ed ha dimensioni di circa 3600 mq, disposti su tre piani.

La palazzina è dotata di illuminazione con lampade al neon e di un impianto di climatizzazione / riscaldamento centralizzato (HVAC) che utilizza batterie di trattamento aria ad acqua, raffreddata attraverso chiller a compressione meccanica e riscaldata con vapore di bassa pressione prodotto dalle unità a ciclo combinato.

Nella sala controllo è prevista la presenza di personale per 24 ore al giorno per 365 giorni anno, mentre in tutti gli altri uffici la presenza del personale è limitata all'orario giornaliero (tipicamente dalle 08:00 alle 17:00), dal lunedì al venerdì; occasionalmente, in funzione delle esigenze lavorative (fermate programmate o accidentali, manutenzioni programmate), il personale può essere presente nelle giornate di sabato e domenica.

Nel sito inoltre sono presenti altri 4 locali dedicati a sala tecnica, situati nelle aree produttive e destinati all'alloggiamento dei quadri dei sistemi di controllo e degli interruttori di comando delle apparecchiature elettriche.

I locali sono dotati di illuminazione con lampade al neon e di impianto di climatizzazione/riscaldamento HVAC (raffreddamento acqua per batterie di

enipower



5. Attività e modalità operative

condizionamento aria mediante chillers a compressione meccanica e riscaldamento attraverso scambiatori acqua/vapore di bassa pressione).

Di seguito l'elenco dei locali con relative superfici :

- CE11 1300 mq su due piani
- CE12 1300 mq su due piani
- CE13 1300 mq su due piani
- CE2 150 mq su un piano

In questi locali non è prevista la presenza continuativa di personale operativo.

Inoltre sono presenti 2 capannoni dedicati a magazzino

- Un capannone di 450 mq su un piano, senza impinati di climatizzazione
- Una capannone di 450 mq su un piano, riscaldato utilizzando la tecnologia dei trasmettitori di calore ad incandescenza

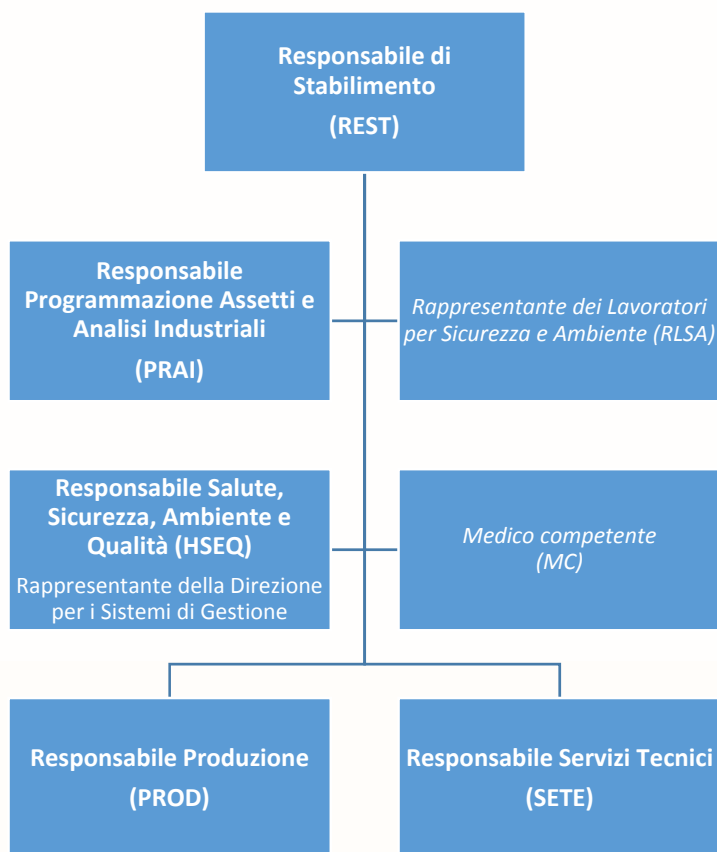
Nel sito sono presenti anche cabinati dove sono alloggiate le turbine a gas e vapore. Questi edifici sono riscaldati mediante batterie di riscaldamento a vapore BP.

- N° 3 cabinati turbogas circa 820 mq a cabinato
- N°3 cabinati turbine a vapore 1050 mq a cabinato.

5.1.1.3 Struttura organizzativa propria e di terzi che lavorano nello stabilimento

La struttura organizzativa dello Stabilimento è suddivisa in quattro unità, alle dipendenze del Responsabile dello Stabilimento, alle quali vengono delegate le attività operative di competenza. Nella figura sottostante è riportato l'organigramma. Lo stabilimento conta ad oggi 43 dipendenti.

5. Attività e modalità operative



I ruoli organizzativi del personale dello Stabilimento sono descritti, individuando responsabilità e modalità operative, in diversi documenti societari (vedi Capitolo 3, Riferimenti Interni e CO successive).

Nello specifico, nel sito di Ferrera il personale presente opera nei seguenti ruoli organizzativi:

Unità Produzione

- Responsabile di Produzione
- Assistenti attività di produzione
- Responsabile in Turno
- Consollista in Turno
- Operatore esterno/Operatore esercizio in turno

enipower



5. Attività e modalità operative

All'interno dell'Unità Produzione è stato individuato anche il **Referente locale del Gruppo di Gestione dell'Energia**.

Unità Servizi Tecnici

- Responsabile Servizi tecnici
- Responsabili Aree Specialistiche Meccanica, Elettrica e Strumentale
- Tecnico coordinamento lavori Area Specialistica Meccanica, Elettrica e Strumentale

Unità HSEQ

- Responsabile HSEQ
- Addetto HSEQ

Unità PRAI

- Responsabile PRAI
- Addetto PRAI

Nello Stabilimento inoltre opera personale di imprese terze alle quali, tramite specifici contratti, vengono affidate attività di manutenzione e di miglioria impiantistica. Tali attività sono svolte sotto la supervisione del personale aziendale che ne assicura la correttezza esecutiva nonché il rispetto delle specifiche dei contratti di appalto. Le imprese non eseguono in autonomia attività che possono avere impatti sui consumi energetici di Enipower.

5.1.2 Centrale di Ravenna

5.1.2.1 Impianti di trasformazione e processi che utilizzano l'energia

La centrale di Ravenna, ubicata all'interno del sito multisocietario petrolchimico di Ravenna su una superficie complessiva di mq. 91.148, ha una potenza installata di circa 1040 MW e si compone delle seguenti unità:

- Centrale termica 20B400

La caldaia, di costruzione Breda, del tipo a circolazione naturale e dotata di preriscaldatore d'aria del tipo Liungström, ha una produzione di vapore massima

enipower



5. Attività e modalità operative

continua di 450 t/h a 120 bar e 538°C. La caldaia, pur essendo predisposta anche per la combustione di olio combustibile, in seguito all'entrata in marcia dei due cicli combinati, viene alimentata solo a gas naturale.

Dall'entrata in marcia dei due nuovi cicli combinati nel 2004 il generatore di vapore 20B400 viene tenuto in riserva fredda.

- Turbogas TG-501 e generatore di vapore a recupero 20BA501

L'unità comprende una turbina a gas di classe "E", progettata da General Electric e costruita da Thomassen, da circa 120 MWe (modello MS-9001-E), con combustori convenzionali DLN (Dry Low NOx), un alternatore ABB Sae Sadelmi da circa 150 MVA (mod. WY21Z-073LLT) raffreddato ad aria e collegato alla sottostazione mediante trasformatore elevatore di tensione 15/132 kV e linea a 132 kV in cavo; i fumi scaricati dal turbogas sono convogliati nel generatore di vapore a recupero (GVR) 20BA501, di costruzione Ansaldo Energia, da 190 t/h di vapore a 118 bar e 530 °C e 44 t/h di vapore a 10 bar e 215 °C.

L'efficienza elettrica della turbina a gas relativamente modesta e la pressione competitiva del mercato (sovraccapacità produttiva da cicli combinati di ultima generazione e prezzi sempre più bassi) hanno progressivamente portato, negli ultimi anni, ad una significativa riduzione del fattore di esercizio di questa unità. Essa viene quindi normalmente impiegata in caso di fermata di uno dei cicli combinati di taglia maggiore.

Il vapore prodotto dai generatori 20B400 e 20BA501 viene immesso in un collettore interno alla centrale termoelettrica dal quale le turbine, di cui al punto successivo, possono prelevarne a seconda del carico previsto e delle portate richieste dal sito multisocietario ai diversi livelli di pressione.

- Turbine a vapore 20TD2, 20TD300

La turbina 20TD2, di costruzione Tosi su licenza Westinghouse, è in grado di sviluppare una potenza di 37,5 MWe. E' del tipo a condensazione, con spillamenti di vapore ad uso tecnologico per il sito e per utilizzo nel ciclo termico. L'alternatore 20G2 è di costruzione Ercole Marelli. E' raffreddato ad idrogeno ed ha una potenza apparente di 48 MVA. Il condensatore della 20TD2, del tipo a flusso radiale a due

enipower



5. Attività e modalità operative

passaggi d'acqua, è raffreddato ad acqua di mare (passaggio diretto "Once through") ed ha una potenzialità massima di 115 t/h di vapore con acqua di circolazione a 25 °C.

La turbina 20TD300 da 65 MW, di costruzione Ansaldo, di tipo a condensazione con spillamenti di vapore ad uso tecnologico a media e bassa pressione. L'alternatore 20G300 da 81.25 MVA è di costruzione Alstom ed è raffreddato ad aria. Il condensatore è del tipo a flusso radiale a due passaggi d'acqua, raffreddato ad acqua di mare (passaggio diretto "Once through") ed in grado di trattare, al carico massimo, 115 t/h di vapore con acqua di circolazione a 25 °C.

In questa parte di centrale esiste inoltre un generatore diesel da circa 350 kW, con annessi serbatoio e sistema di alimentazione a gasolio, predisposto per garantire, in condizioni di emergenza, l'alimentazione ai servizi essenziali in fase di fermata o blocco.

- Sottostazioni elettriche SS1 e SS2

Le sottostazioni realizzano il collegamento tra la rete elettrica del Sito e la rete esterna. Esse sono costituite da una sezione di tipo con isolamento in aria ed alla tensione nominale di 132 kV (SS2) e da una sezione di tipo blindato con isolamento in esafluoruro di zolfo alla tensione nominale di 380 kV (SS1). Le due sezioni possono essere connesse tramite l'autotrasformatore 380/132 kV (siglato ATR1) della potenza nominale di 250 MVA.

La sottostazione nel suo complesso comprende poi l'insieme di apparecchiature di alta tensione (sezionatori, interruttori, TA, TV, ecc.) ed ausiliarie. La sottostazione è collegata alla rete elettrica della centrale tramite:

- a) due stalli 132 kV equipaggiati con cavi AT interrati e con trasformatori 132/14.4 kV da 45.7 MVA, per la connessione al sistema costituito dai turboalternatori con turbina a vapore (20G2, 20G300);
- b) uno stallo 132 kV equipaggiato con trasformatore 15/132 kV da 170 MVA e con cavi AT interrati, per la connessione al generatore del turbogas (20TGS501);
- c) due stalli 380 kV equipaggiati ciascuno con cavi AT interrati e con trasformatori 380/19-15,75 kV da 440/280-160 MVA (siglati TRM1 e TRM2) per la connessione con i generatori 11-GG-001 e 12-GG-001 delle turbine a gas e con i generatori 21-GD-001 e 22-GD-001 delle turbine a vapore dei cicli combinati di più recente realizzazione.

enipower



5. Attività e modalità operative

Sul lato rete nazionale la sottostazione è connessa alla rete 132 kV ed alla rete 380 kV. Sul lato 132 kV il collegamento è di tipo entra-esci e collega alla stazione di Ravenna Canala tramite la linea aerea a 132 kV denominata n° 714 ed alla stazione di Ravenna Baiona tramite la linea aerea a 132 kV denominata n° 713. Sul lato 380 kV il collegamento avviene con la linea elettrica aerea denominata HERA, di tipo a doppia terna binata ottimizzata, che collega la sottostazione EP alla stazione di Ravenna Canala. Nella fune di guardia della linea 380 kV sono installate fibre ottiche per trasmissione dati e teleprotezione.

- Nuovi gruppi a ciclo combinato

Nei pressi della centrale già esistente, insiste una più recente centrale termoelettrica costituita da due unità a ciclo combinato da circa 390 MW ciascuna. Ogni unità è costituita essenzialmente da una turbina a gas di ultima generazione da circa 266 MW alimentata a gas naturale, una caldaia a recupero a tre livelli di pressione e risurriscaldatore senza postcombustione, da una turbina a vapore a condensazione e spillamenti intermedi da circa 125 MW, da un camino di altezza di circa 80 m e da torri di raffreddamento. I due cicli combinati e i gruppi di cui ai punti precedenti sono monitorati da un'unica sala di controllo.

I due gruppi, che sostituiscono parte degli impianti precedentemente in esercizio, hanno una potenza complessiva di circa 780 MW.

Descrizione tecnica nuovi gruppi a ciclo combinato

- Isole di potenza

L'impianto è costituito da due unità uguali, ognuna formata da:

- 1 turbina a gas da circa 266 MW (Ansaldo V94.3 A2), alimentata a gas naturale ed equipaggiata con bruciatori di tipo Dry Low NOx (DLN);
- 1 generatore elettrico da 300 MVA (ABB WY23Z-109LL);
- 1 caldaia a recupero (di progetto e realizzazione NE/CCT) a tre livelli di pressione, con produzione nominale di vapore di circa 360 t/h;
- 1 turbina a vapore a condensazione, a doppio corpo, da circa 125 MW;
- 1 generatore elettrico da 170 MVA (Ansaldo WX21Z-092LLT);
- 1 camino per l'evacuazione dei fumi dalla combustione di altezza 80 m e diametro di circa 6 m;

enipower



5. Attività e modalità operative

Entrambi i gruppi producono (estrazione dal ciclo termico) vapore tecnologico a 18 e 8 bar mentre il solo gruppo 1 fornisce anche vapore a 50 bar.

- Impianti di raffreddamento

Il sistema di raffreddamento dei due cicli termici (condensazione vapore) di cui al punto precedente e degli ausiliari d'impianto è costituito da due linee di torri evaporative da sei celle ciascuna in grado di condensare 100 kg/sec di vapore ciascuna. Le torri sono di tipo ibrido umido/secco per la riduzione del pennacchio in caso di bassa temperatura esterna ed elevata umidità. L'acqua fredda proveniente dalle dodici (complessive) torri è raccolta in un unico bacino comune e da qui pompata nel circuito di raffreddamento.

- Impianti ausiliari

- Impianto di alimentazione gas combustibile composto da: sistema di protezione, stazione di misura e di riduzione della pressione, sistema di riscaldamento gas, sistema di filtrazione gas e sistema di distribuzione alle turbine.
- Sistema di controllo distribuito per i due moduli a ciclo combinato.
- Generatore diesel da circa 1,5 MW, con annesso serbatoio e sistema di alimentazione a gasolio, predisposto per garantire, in condizioni di emergenza, l'alimentazione ai servizi essenziali in fase di fermata o blocco.
- Trasformatori elevatori e autotrasformatore, installati all'aperto dotati di adeguato sistema di messa a terra, per l'alimentazione delle reti elettriche del Sito ed esterna.
- Sistema di produzione di Aria Strumenti e Aria Servizi.

L'aggregato dei Gruppi delle turbine 20TD2 e 20TD300 costituisce l'Unità di Produzione iscritta con il codice **UP_NPWRRVENNA_3** nel Registro delle Unità di Produzione Terna. Il turbogas TG501 è iscritto al RUP con il codice **UP_NPWRRVENNA_9**. I due gruppi a ciclo combinato costituiscono le Unità di Produzione iscritte nel RUP rispettivamente con i codici **UP_NPWRRVENNA_10** e **UP_NPWRRVENNA_11**.

5.1.2.2 Edifici al servizio della produzione ed amministrazione

Nella centrale Enipower di Ravenna sono presenti i seguenti edifici:

enipower



5. Attività e modalità operative

- Palazzina Uffici isola 10, nella quale operano le seguenti unità e funzioni:
REST – Responsabile di stabilimento
SETE – Servizi Tecnici
PRAI – Programmazione Assetti
HSEQ – Salute, sicurezza, ambiente e qualità
Nella Palazzina Uffici isola 10 sono presenti impianti tipici per usi da ufficio, ovvero impianto di climatizzazione HVAC che consente il riscaldamento invernale e il raffrescamento estivo e impianti di illuminazione interna e forza motrice.
- Magazzini materiali isola 10, nei quali operano le seguenti unità e funzioni:
PRAI
Nei magazzini materiali sono presenti impianti di illuminazione interna e forza motrice. Inoltre nella sezione di prossima installazione, a fine 2015, sarà installato anche un impianto HVAC, che realizza riscaldamento invernale e raffrescamento estivo.
- Palazzina Uffici e Sala Controllo isola 11 nella quale operano le seguenti unità e funzioni:
PROD – Produzione
SETE, per attività di manutenzione
Nella Palazzina Uffici e Sala Controllo isola 11 sono presenti impianti tipici per usi da ufficio, ovvero impianto di climatizzazione HVAC che consente il riscaldamento invernale e il raffrescamento estivo e impianti di illuminazione interna e forza motrice.
- Fabbricato CTE isola 11, nella quale operano le seguenti unità e funzioni:
PROD - Produzione
SETE, per attività di manutenzione
Nel fabbricato CTE, oltre agli impianti termoelettrici e di distribuzione elettrica, sono presenti impianti di illuminazione interna e di forza motrice. Inoltre nelle Sale Tecniche sono presenti impianti di ventilazione.
- Cabina elettrica CE11 isola 5, nella quale operano le seguenti unità e funzioni:
PROD - Produzione
SETE, per attività di manutenzione
Nella cabina CE11 sono presenti in tutti i piani impianti di illuminazione interna e forza motrice. Inoltre al piano primo (sala interruttori) è presente un

enipower



5. Attività e modalità operative

impianto di ventilazione e circolazione, mentre al piano secondo (sala tecnica) è presente un impianto HVAC, che realizza riscaldamento invernale e raffrescamento estivo.

- Cabina elettrica CE21 isola 5, nella quale operano le seguenti unità e funzioni:
PROD - Produzione
SETE, per attività di manutenzione
Nella cabina CE21 sono presenti in tutti i piani impianti di illuminazione interna e forza motrice. Inoltre al piano primo (sala interruttori) è presente un impianto di ventilazione e circolazione, mentre al piano secondo (sala tecnica) è presente un impianto HVAC, che realizza riscaldamento invernale e raffrescamento estivo.
- Cabina elettrica CE1 isola 6, nella quale operano le seguenti unità e funzioni:
PROD - Produzione
SETE, per attività di manutenzione
Nella cabina CE1 sono presenti impianti di illuminazione interna e forza motrice. Inoltre nella sezione sala interruttori è presente un impianto di ventilazione e circolazione, mentre nella sezione sala tecnica è presente un impianto HVAC, che realizza riscaldamento invernale e raffrescamento estivo.
- Cabina elettrica CE2 isola 19, nella quale operano le seguenti unità e funzioni:
PROD - Produzione
SETE, per attività di manutenzione
Nella cabina CE2 sono presenti impianti di illuminazione interna e forza motrice. Inoltre è presente un impianto HVAC, che realizza riscaldamento invernale e raffrescamento estivo.

5.1.2.3 Struttura organizzativa propria e di terzi che lavorano nello stabilimento

La struttura organizzativa dello Stabilimento è suddivisa in quattro unità principali, alle dipendenze del Responsabile dello Stabilimento, alle quali vengono delegate le attività operative di competenza. L'organigramma è simile a quello di Ferrera Erbognone riportato al paragrafo 5.1.1.3. Lo stabilimento conta ad oggi 64 dipendenti.

enipower



5. Attività e modalità operative

I ruoli organizzativi del personale dello Stabilimento sono descritti, individuando responsabilità e modalità operative, in diversi documenti societari (vedi Capitolo 3, Riferimenti Interni e CO successive).

I ruoli sono simili a quelli del sito di Ferrera Erbognone, descritti al paragrafo 5.1.1.3. Nel dettaglio sono presenti le seguenti figure professionali:

REST: Responsabile di Stabilimento

SETE – Servizi Tecnici

Responsabile SETE

Responsabile Area Meccanica (+ 3 Assistenti MEC)

Responsabile Area Elettrica (+ 2 Assistenti ELE)

Responsabile Area Strumenti (+ 3 Assistenti STRU)

Professional gestione ingegneria e investimenti

All'interno dell'Unità SETE è stato individuato anche il **Referente locale del Gruppo di Gestione dell'Energia**.

HSEQ – Salute, sicurezza, ambiente e qualità

Responsabile HSEQ+RSPP

Addetto SPP

PRAI – Programmazione Assetti

Responsabile PRAI

Assistente PRAI

Assistente PRAI + Segreteria

Assistente PRAI per la gestione del magazzino

PROD - Produzione

Responsabile PROD

Assistente responsabile PROD

Tecnico Termoelettrico

Assistente ELE PROD CTE

Assistente ELE PROD Nuovi Cicli Combinati

Responsabile in Turno

enipower



5. Attività e modalità operative

Integratore polifunzionale

Quadrista CC

Operatore esterno CC

Quadrista TG501-CTE

Elettricista PROD

Anche nello Stabilimento di Ravenna opera personale di imprese terze alle quali, tramite specifici contratti, vengono affidate attività di manutenzione e di miglioria impiantistica.

Tali attività sono svolte sotto la supervisione del personale aziendale che ne assicura la correttezza esecutiva nonché il rispetto delle specifiche dei contratti di appalto.

Le imprese non eseguono in autonomia attività che possono avere impatti sui consumi energetici di Enipower.

5.1.3 Centrale di Brindisi

5.1.3.1 Impianti di trasformazione e processi che utilizzano l'energia

La Centrale di Brindisi, collocata all'interno del sito multisocietario petrolchimico, si compone delle seguenti unità:

- Gruppo misto GT6 (caldaia non più esercibile)

Comprende una caldaia Tosi da 530 t/h di vapore a 135 bar e 540 °C alimentabile a gas naturale, olio combustibile e combustibili di recupero dello stabilimento (fuel gas), una turbina a vapore Tosi di tipo misto, a derivazione e condensazione, da 70 MW accoppiata ad un alternatore, di costruzione TIBB, da 90 MVA raffreddato ad idrogeno. Nel fabbricato sono ubicati anche la sala controllo, gli uffici e i servizi ausiliari.

Con l'entrata in funzione dei nuovi moduli a ciclo combinato la caldaia è stata fermata e mantenuta in riserva fredda, rimanendo a disposizione in caso di interruzione della produzione da parte dei nuovi gruppi per accidentalità o manutenzione programmata; al contrario, la turbina a vapore può essere esercita con continuità alimentandola con il vapore prodotto dall'impianto P1/CR (Cracking esercito dalla società Versalis).

- Turbine GT2 e GT3 a contropressione

enipower



5. Attività e modalità operative

Le due turbine a vapore da 20,5 MW – di costruzione Escher-Wyss - sono a singolo spillamento e sono accoppiate a due alternatori, di costruzione TIBB, da 25,5 MVA raffreddati ad aria. Sono alimentate dal vapore prodotto dall'impianto P1/CR (Cracking Versalis) e/o dalla caldaia del gruppo GT6 e forniscono vapore a 5,5 bar e 21 bar alla rete di stabilimento per una portata massima di 200 t/h circa (70 t/h a media pressione e 125 t/h a bassa pressione). Sono anche presenti due cicli per il riscaldamento dell'acqua alimento dell'impianto P1/CR (Cracking).

- Turbina GT1 a condensazione

La turbina Ansaldo ha una potenza nominale di 40 MW ed è alimentata con vapore a 5,5 bar prodotto dai gruppi GT2 e GT3 e/o da vapore comunque prelevato dalla rete vapore di stabilimento. E' accoppiata ad un alternatore Schneider da 50 MVA.

- Sottostazione elettrica SS1

Tale sottostazione, ubicata all'aperto, realizza il collegamento tra la rete elettrica di stabilimento e la rete esterna a 150 kV mediante una linea aerea a 150 kV della portata di 156 MVA.

- Sottostazione elettrica SS2

Essa è collegata alla sottostazione SS1 tramite un cavo in olio fluido ed uno in EPR nonché da una linea interrata a 150 kV. Alla SS2 è collegata la centrale Nord (GT1, GT2, GT3 e GT6), per mezzo di tre trasformatori TSA e TSC da 60 MVA e TSB da 100 MVA.

- Cabine di distribuzione primaria S01 e S02

Si tratta di cabine a media tensione rispettivamente a 13,2 e 23 kV, cui sono collegati gli alternatori di GT1, GT2, GT3 e GT6, i quattro trasformatori a 150/13 kV (TSA, TSB, TSC), ATR1 e ATR-2 (400/150/23), ed i trasformatori dei servizi generali di Centrale. Le cabine comprendono anche gli interruttori ed i sezionatori, con la sola esclusione dei cavi d'alimentazione alle cabine di distribuzione interna di Stabilimento ed ai tre motori a 13,2 kV del P1/CR (Cracking Versalis).

Le due cabine sono collegate con una linea in cavi a 23 kV ed un trasformatore TS0 da 60 MVA. Nelle cabine S01 ed S02 sono presenti trasformatori per l'alimentazione di servizi ausiliari diversi o in alternativa ai trasformatori dedicati.

enipower



5. Attività e modalità operative

- Impianto di produzione acqua alimento caldaia

Tale impianto produce acqua per l'impianto di Cracking di Versalis (produzione vapore alta pressione da forni Cracking), società dell'eni coinsediata nel Sito Petrolchimico. Esso è costituito nel suo complesso da sei elettropompe, una turbopompa, tre degasatori ed un preriscaldatore a recupero di condense.

- Impianto di produzione acqua demi

La produzione di acqua demi è assicurata da 4 tipologie di impianto:

Dissalatore

Il dissalatore, di costruzione Ansaldo, è un impianto multistage (MSF) a 42 stadi successivi che trattano acqua di mare.

La produzione massima nominale è pari a 400 t/h di distillato.

Osmosi Inversa

L'impianto ad osmosi inversa, di costruzione Bernardinello, è alimentato da acqua dolce proveniente prevalentemente dai pozzi "sociali" situati all'esterno dello stabilimento ed è composto da n° 3 linee ognuna con una produzione di 50 m³/h di permeato e 17 mc/h di concentrato.

Trattamento a resine

L'impianto a resine, di costruzione Omnia Aquae, è alimentato con acqua dolce proveniente dall'invaso del Cillarese. E' composto da quattro linee di cui tre linee con produzione massima nominale di 120 m³/h ed una linea con produzione massima nominale di 150 m³/h.

Impianto trattamento condense

L'impianto tratta condense provenienti da Società coinsediate nel Petrolchimico e dall'impianto di dissalazione. La capacità massima di trattamento è pari a 150 mc/h

- Nuovi gruppi a ciclo combinato

Nei pressi della centrale già esistente, insiste la centrale termoelettrica costituita da tre unità a ciclo combinato da circa 390 MW ciascuna.

Ogni unità è costituita essenzialmente da una turbina a gas di ultima generazione da circa 266 MW alimentata a gas naturale, una caldaia a recupero a tre livelli di pressione e risurriscaldatore senza postcombustione, da una turbina a vapore a condensazione e spillamenti intermedi da circa 125 MW, da un camino di altezza pari

enipower



5. Attività e modalità operative

a circa 80 m, da una torre di raffreddamento ibrida (a 12 celle) ad acqua di mare in ciclo chiuso per i primi due gruppi e da un condensatore ad acqua di mare in ciclo aperto per il terzo. Fa parte della centrale una sala di controllo unica per tutti i gruppi. I nuovi gruppi hanno una potenza complessiva di circa 1170 MW.

La potenza totale installata è pari a circa 1320 MW, di cui circa 150 MW prodotti dagli esistenti gruppi 1, 2, 3 e 6 descritti in precedenza.

Descrizione tecnica nuovi gruppi a ciclo combinato

- Isole di potenza

L'impianto è costituito da tre unità uguali, ognuna formata da:

- 1 turbina a gas da circa 266 MW (Ansaldo AE94.3 A2), alimentata a gas naturale ed equipaggiata con brucia-tori convenzionali di tipo Dry Low Nox (DLN);
- 1 generatore elettrico da 300 MVA (Ansaldo WY23Z-109LL);
- 1 caldaia a recupero, a tre livelli di pressione con risurriscaldamento, con produzione nominale di vapore di circa 360 t/h;
- 1 turbina a vapore, a doppia derivazione e condensazione, da circa 125 MW;
- 1 generatore elettrico da 170 MVA (Ansaldo WX21Z-092LLT);
- 1 camino per l'evacuazione dei fumi dalla combustione di altezza 80 m e diametro 6 m;

Due unità delle tre installate possono utilizzare una miscela di offgas e gas naturale in combustione premiscelata (DLN). L'avviamento avviene in ogni caso a gas naturale.

- Impianti di raffreddamento

Il sistema di raffreddamento (condensazione) dei tre cicli termici di cui al punto precedente e degli ausiliari di impianto è costituito da torri di raffreddamento ibride umido/secco ad acqua di mare costituite da sei celle ciascuna per i primi due gruppi e da un condensatore ad acqua di mare in ciclo aperto per il terzo.

Le torri evaporative, di costruzione Balcke Durr hanno una capacità di 42.680 m3/h a cui si aggiunge l'acqua di raffreddamento al circuito secondario degli ausiliari di 2.700 m3/h, mentre il sistema di condensazione del terzo gruppo è costituito da una vasca di presa acqua mare (esistente ed al servizio anche di altre utenze del polo petrolchimico) dalla quale viene alimentata una portata di 35.000 m3/h. L'acqua

enipower



5. Attività e modalità operative

fredda proveniente dalle dodici (complessive) torri è raccolta in un unico bacino comune e da qui pompata nel circuito di raffreddamento.

- Impianti ausiliari
- Impianto di alimentazione combustibile composto da: sistema di protezione, stazione di misura e di riduzione della pressione, sistema di riscaldamento gas, sistema di filtrazione gas naturale ed off gas di petrolchimico e distribuzione alle turbine.
- Impianto di produzione aria compressa (aria strumenti) composto da due compressori aventi capacità di 900 Nm³/h con pressione di mandata regolata a ca. 7 barg.
- Sistema di controllo distribuito (DCS) per i tre moduli a ciclo combinato ed i servizi comuni.
- Generatore diesel da circa 1.200 kW, con annesso sistema di alimentazione a gasolio, predisposto per garantire, in condizioni di emergenza, l'alimentazione ai servizi essenziali in fase di fermata o blocco.
- N° 3 Trasformatori elevatori (step-up), installati all'aperto su ciascun ciclo combinato per l'immissione di potenza sulla rete esterna a 400 kV e di sito a 150 e 23 kV.

- Stazione elettrica

Sottostazione elettrica a 380 kV in aria, a doppia sbarra sezionabile in quattro parti mediante sezionatori longitudinali. E' costituita da due stalli arrivo linea (facenti capo ad un solo elettrodotto in doppia terna trinata ammazzettato) gestiti alternativamente (fatta salva la possibilità di chiusura contemporanea per manovre di trasferimento carichi), uno stallo congiuntore, tre stalli TRM ciascuno collegato al corrispondente Ciclo Combinato, due stalli ATR per l'alimentazione dello Stabilimento attraverso le reti 23 kV e 150 kV. L'elettrodotto di collegamento alla rete di trasporto nazionale è di proprietà di EP.

L'aggregato dei Gruppi 1, 2, 3 e 6 costituisce l'Unità di Produzione iscritta con il codice **UP_NPWRBRNDSI_4** nel Registro delle Unità di Produzione Terna. I tre gruppi a ciclo combinato costituiscono invece le Unità di Produzione iscritte nel RUP

enipower



5. Attività e modalità operative

rispettivamente con i codici **UP_NPWRBRNSI_8**, **UP_NPWRBRNSI_9** e **UP_NPWRBRNSI_10**.

5.1.3.2 Edifici al servizio della produzione ed amministrazione

Nella centrale Enipower di Brindisi sono presenti i seguenti edifici:

- 1) Palazzina Uffici area cicli combinati, nella quale operano le seguenti unità e funzioni:
 - REST – Responsabile di stabilimento
 - SETE – Servizi Tecnici
 - PRAI – Programmazione Assetti
 - HSEQ – Salute, sicurezza, ambiente e qualità
- 2) Magazzini materiali zona cicli combinati, nei quali operano le seguenti unità e funzioni:
 - PRAI
- 3) Palazzina Uffici e Sala Controllo CTE NORD nella quale opera le seguenti unità e funzioni:
 - PROD - Produzione
 - SETE per attività di manutenzione

Sempre nella CTE NORD vi sono due sale controllo, una elettrica (lato ovest) che gestisce e controllo la rete di distribuzione elettrica di stabilimento ed una termica (lato est) per la gestione del processo termico e delle macchine ubicate in tale parte della centrale.
- 4) Cabina elettrica CE-11 ubicata nell'area del ciclo combinato 1, nella quale operano le seguenti unità e funzioni:
 - PROD - Produzione
 - SETE, per attività di manutenzione
- 5) Cabina elettrica CE-21, ubicata nell'area del ciclo combinato 1ì2, nella quale operano le seguenti unità e funzioni:
 - PROD - Produzione
 - SETE, per attività di manutenzione
- 6) Cabina elettrica CE-31, ubicata nell'area del ciclo combinato 3, nella quale operano le seguenti unità e funzioni:
 - PROD - Produzione

enipower



5. Attività e modalità operative

SETE, per attività di manutenzione

- 7) Cabina elettrica CE-1, nella quale operano le seguenti unità e funzioni:

PROD - Produzione

SETE, per attività di manutenzione

- 8) Cabina elettrica CE-2, nella quale operano le seguenti unità e funzioni:

PROD - Produzione

SETE, per attività di manutenzione

Di seguito alcune indicazioni costruttive sugli edifici, con particolare riguardo ai consumi energetici ad essi associati:

- a) Sala controllo:

E' provvista di pavimento rialzato e di controsoffitto. Il volume totale è pari a circa 4300 m3, mentre il volume totale da condizionare è circa 3000 m3. La superficie occupata da vetrate è pari a circa 130 m2 disposti verso Nord (35%), verso Sud (40%) e verso Est (15%)

- b) Fabbricato sala tecnica CE-11 (CE-21 & CE-31 identiche a CE-11)

Il fabbricato è costituito da una struttura metallica tamponata con pannellatura prefabbricata e si sviluppa su tre piani:

- Al piano seminterrato (quota -0.6) c'è la sala cavi. Il locale ha un volume di circa 1000 m3 e necessita di sola ventilazione naturale. Su questo piano vi sono delle griglie per l'espulsione dell'aria.
- Al primo piano (quota +2.00) vengono alloggiati i quadri elettrici e la sala batterie insieme alla sala interruttori. La sala interruttori ha un volume pari a circa 1740 m3 mentre la sala batterie ha un volume pari a 270 m3.
- La superficie occupata da vetrate è pari a circa 35 m2 disposte verso Nord (50%) verso Est (25%) e verso Sud (25%).
- Al secondo piano (quota +7.20) è alloggiata la sala tecnica e sala controllo locale provviste di pavimento rialzato e controsoffitto.
- Il volume totale è di circa 1200 m3. In questa sala vi sono circa 34 m2 di vetrate disposte verso Nord (35%) Est (30%) e verso Sud (35%).

- c) Fabbricato cabina elettrica per torri di raffreddamento (CE-1)

Il fabbricato si sviluppa su un unico piano. Vi sono due schiere di vetrate:

Verso Nord (14 m2)

Verso Sud (18 m2)

enipower



5. Attività e modalità operative

Il volume dell'edificio condizionato/ventilato è pari a 2.000 m³.

d) Fabbricato Sottostazione Elettrica 380 KV(CE-2)

Il fabbricato è costituito da un unico piano a quota +0.20 che deve essere condizionato/ventilato.

Il volume condizionato/ventilato è pari a 800 m³.

Le vetrate, circa 18 m², sono disposte verso Nord (61%), verso Ovest (5%) verso Sud (34%).

e) Palazzina uffici cicli combinati

Il fabbricato è costituito da una struttura metallica tamponata con pannellatura prefabbricata e si sviluppa su 2 piani:

Al piano terra sono state predisposti uffici, sala riunioni, officine elettrostrumentali e servizi igienici, mentre al primo piano vi sono uffici, una sala ristoro, e servizi igienici.

f) Palazzina uffici e sala controllo CTE NORD

Il fabbricato è costituito da una struttura metallica tamponata con pannellatura prefabbricata e si sviluppa su 3 piani.

Al piano terra sono ubicati: sala UPS, sala interruttori a 13 KV, locale compressore, sala Magrini, sala Power, tutte destinate all'alloggio di interruttori di potenza.

Al primo piano vi sono uffici, in gran parte non più utilizzati.

Al secondo piano sono alloggiate le due sale controllo (elettrica e termica) e diversi uffici.

Descrizione degli impianti:

Relativamente alla zona Cicli Combinati, ogni edificio è dotato di sistema HVAC con funzionamento in automatico, impianto elettrico luci e forza motrice, impianto di rivelazione incendi. Analogamente per l'edificio della CTE NORD è dotato di impianto elettrico di luci e forza motrice e rivelazione incendi. Il condizionamento degli ambienti viene eseguito mediante condizionatori tipo split ubicati nei diversi ambienti. Per gli edifici CE-1, CE-11, CE-21, CE-31, CE-2, l'impianto HVAC è del tipo "tutt'aria" (fanno esclusivamente ricorso all'aria per il controllo degli scambi energetici e di massa) con batterie di postriscaldamento per ogni zona e batterie di raffreddamento con acqua refrigerata da chillers a compressione meccanica.

5. Attività e modalità operative

Nella palazzina uffici sono anche presenti nei diversi uffici dei fan-coil per la ventilazione estiva/invernale dei vari ambienti e la distribuzione dei fluidi termovettori.

L'illuminazione degli ambienti è per la maggior parte eseguita mediante tubi fluorescenti e corpi illuminanti di diversa dimensione e potenza.

5.1.3.3 Struttura organizzativa propria e di terzi che lavorano nello stabilimento

I ruoli organizzativi del personale dello Stabilimento sono descritti, individuando responsabilità e modalità operative, in diversi documenti societari (vedi Capitolo 3, Riferimenti Interni e CO successive).

I ruoli sono simili a quelli del sito di Ferrera Erbognone e Ravenna, descritti rispettivamente ai paragrafi 5.1.1.3 e 5.1.2.3.

All'interno dell'Unità SETE è stato individuato anche il **Referente locale del Gruppo di Gestione dell'Energia**.

Anche nello Stabilimento di Brindisi opera personale di imprese terze alle quali, tramite specifici contratti, vengono affidate attività di manutenzione e di miglioria impiantistica.

Tali attività sono svolte sotto la supervisione del personale aziendale che ne assicura la correttezza esecutiva nonché il rispetto delle specifiche dei contratti di appalto.

Le imprese non eseguono in autonomia attività che possono avere impatti sui consumi energetici di Enipower.

5.1.5 Centrale di Bolgiano (San Donato Milanese)

5.1.5.1 Impianti di trasformazione e processi che utilizzano l'energia

Lo stabilimento sorge in località Bolgiano nel Comune di San Donato Milanese, costruito agli inizi degli anni '80 per sopperire alle crescenti necessità di Energia Elettrica e Termica degli uffici Eni e del Quartiere di Metanopoli.

enipower



5. Attività e modalità operative

Furono realizzati due turbogruppi di cogenerazione ed una caldaia tradizionale a fuoco diretto, che sostituirono, per la parte termica, tre impianti termici degli anni '60 distribuiti sul territorio.

I due turbogruppi erano costituiti ciascuno da una turbina a gas da circa 10 MWe, accoppiata a una caldaia a recupero termico dei fumi di combustione, dotata di post-combustori, per la produzione di acqua surriscaldata.

La produzione di energia elettrica dei turbogruppi consentì di limitare il prelievo di energia dalla rete nazionale.

La centrale fu ampliata nel '92, con l'installazione di due ulteriori turbogruppi della stessa potenza, raggiungendo la configurazione impiantistica che si è mantenuta fino al 2012/2013.

La Centrale di Cogenerazione in tale assetto era caratterizzata dall'esercizio a carico termico trainante. La caldaia tradizionale fungeva da back up ai 4 turbogruppi a gas con recupero termico.

L'Energia Termica prodotta è distribuita attraverso una rete di teleriscaldamento di proprietà, ad acqua surriscaldata (a circa 120 °C) di circa 56 chilometri, senza stazioni di pompaggio intermedie. Il riscaldamento invernale è fornito ad una volumetria di edifici (commerciale, uffici, residenziale) di circa 4 milioni di metri cubi, mentre il calore per il raffrescamento estivo (tramite frigo assorbitori) è fornito a circa 960 mila metri cubi, per un totale di energia venduta poco inferiore a 200 GWht. L'Energia Elettrica esportata può essere immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale o distribuita attraverso una rete di proprietà in Media Tensione, doppio radiale, di circa 10 chilometri, costituita da no. 5 nodi di distribuzione e 31 cabine di trasformazione MT/BT; l'energia elettrica esportata in media in un anno è superiore ai 150 GWh.

Tra il 2012 e il 2014, l'assetto della centrale è stato stravolto attraverso la sostituzione progressiva degli impianti esistenti con impianti nuovi. Questi ultimi sono:

- una turbina a gas naturale di derivazione aeronautica (42 MWe) con recupero termico e sistema di post combustione;
- due motori endotermici a gas naturale con recupero termico (da circa 9,7 MWe ciascuno);

enipower



5. Attività e modalità operative

- tre caldaie ausiliarie a gas naturale (da 33 MWt l'una);
- un sistema di stoccaggio dell'energia termica della capacità nominale di circa 3.400 m³ (capacità utile 3.000 m³).

La centrale è entrata a regime nel nuovo assetto nel corso del 2015.

Il sistema di stoccaggio, novità rispetto alle precedenti configurazioni della centrale, consente di disaccoppiare, entro certi limiti, la produzione elettrica da quella termica, permettendo di massimizzare il regime di funzionamento degli impianti in assetti energeticamente più efficienti.

Sulla base della configurazione attuale, quindi, possono essere individuate tre sezioni distinte di cogenerazione (comunque riconducibili ad un'unica Unità Produttiva ai fini del mercato elettrico), corrispondenti alle tre sezioni di produzione di energia elettrica presenti nell'anagrafica Gaudi di Terna:

1. SZ_0760710_01, Turbina a gas aeroderivata General Electric mod. LM6000, con sistema "Sprint" (Iniezione acqua nebulizzata per incremento potenza mediante inter-refrigerazione), con scambiatore di calore a recupero e post combustione; Potenza attiva nominale alternatore (kWe): 56.000 (ca. 42 MWe in condizioni ISO, senza utilizzo sistema "Sprint", inter-refrigerazione compressore)
2. SZ_0760710_02 Motore endotermico a gas di tipo turbocompresso a 4 tempi a combustione magra con intercooler ed a combustione magra, Wartsila mod. W20V34SG, con scambiatore di calore a recupero; Potenza attiva nominale (kWe): 9.730
3. SZ_0760710_03 Motore endotermico a gas di tipo turbocompresso a 4 tempi a combustione magra con intercooler ed a combustione magra, Wartsila mod. W20V34SG, con scambiatore di calore a recupero; Potenza attiva nominale (kWe): 9.730

Per tutte e tre le sezioni cogenerative, il gas naturale utilizzato viene prelevato da gasdotto di prima specie di Snam Rete Gas, dopo essere transitato da una stazione di riscaldamento, riduzione e misura interna allo stabilimento.

enipower



5. Attività e modalità operative

I tre sistemi di recupero termico producono acqua surriscaldata a circa 120 °C (max 125 °C), che viene immessa sulla rete di teleriscaldamento previo controllo della temperatura o accumulata nel sistema di stoccaggio termico.

L'acqua "fredda", di ritorno dalla rete di teleriscaldamento oppure proveniente dal sistema di stoccaggio durante le fasi di accumulo (in funzione del carico assorbito dalla rete) viene pompata agli scambiatori di calore a temperatura variabile tra 75 e 95 °C.

Come accennato sopra l'impianto dispone anche di n° 3 caldaie ausiliarie (31/32/33-B-001) di supporto alimentate a gas naturale, da 33 MWt (Potenza nominale 35 MWt al focolare) e di un sistema di Post combustione da 30 MWt, sempre alimentato a gas naturale, installato all'interno della caldaia a recupero di calore (12-BA-001) a valle del condotto di scarico della Turbina a Gas 10-TG-001 (mod. GE LM6000); il sistema di post combustione non è disponibile in modalità di funzionamento "fresh air" ovvero non è possibile il suo esercizio senza la contemporanea marcia della turbina a gas.

Le caldaie ausiliarie e il sistema di post combustione consentono di produrre energia termica (sempre sotto forma di acqua surriscaldata) per poter far fronte a picchi di consumo invernali e ad eventuali fuori servizio (accidentali o programmati) della turbina a gas o di uno o entrambi i motori endotermici.

In particolari e sfavorevoli condizioni di mercato elettrico (ore off-peak) le caldaie ausiliarie possono essere esercite per supportare le richieste di energia termica della rete di teleriscaldamento..

Le tre caldaie ausiliarie 31/32/33-B-001, di costruzione BONO Energia, modello "CTH" da 35 MWt al focolare (potenza netta ceduta al fluido termovettore pari a 33 MWt) sono del tipo a "tubi d'acqua"; il fluido riscaldato circola all'interno dei tubi della camera di combustione e del fascio convettivo. A livello di scambio termico, il generatore è del tipo a irraggiamento / convezione, equipaggiato con n° 1 bruciatore adatto alla combustione di solo gas naturale, di tipo "Ultra Low NOx", posizionato orizzontalmente sulla piastra frontale del generatore.

La camera di combustione e la zona convettiva del generatore sono disposte l'una sopra l'altra. I fumi prodotti dalla combustione, dopo aver percorso la camera,

enipower



5. Attività e modalità operative

vengono convogliati verso il basso ed attraversano il fascio convettivo fluendo in senso contrario rispetto alla direzione precedente. Infine i fumi attraversano il preriscaldatore d'aria (integrato nella parte anteriore frontale del generatore), passando all'interno dei tubi (lato tubi) mentre l'aria di combustione lambisce i tubi sulla loro parte esterna (lato mantello). I fumi in uscita dal preriscaldatore d'aria vengono convogliati al camino attraverso opportuni condotti.

La "caldaia" (scambiatore di calore per acqua surriscaldata) a recupero termico 12-BA-001 installata a valle della turbina a gas, di costruzione DEMONT è invece equipaggiata con 4 bruciatori a gas naturale per post combustione da 7,5 MWt ciascuno.

Il sistema permette di produrre acqua surriscaldata, sia attraverso i gas di scarico provenienti dalla turbina a gas (in regime di cogenerazione) che attraverso la post-combustione di gas naturale.

Con riferimento all'andamento dei fumi provenienti dal turbogas, la caldaia a recupero si sviluppa in orizzontale. Nel primo tratto di condotto, a forma divergente, si trovano allocati i bruciatori per la post-combustione.

A seguire il condotto assume forma rettilinea, ove sono inseriti n° 2 banchi di scambio termico, con serpentine orizzontali. Alla fine del condotto, nel tratto di collegamento con il camino, si trova il silenziatore. Nel tratto di condotto divergente sono allocati griglie e deflettori, con funzione di ottimizzare il flusso dei fumi al fine di consentire uno sviluppo ottimale della fiamma della postcombustione.

La potenzialità complessiva della caldaia a recupero è pari a 78 MWt, di cui 48 MWt provenienti dai gas di scarico della turbina (funzionamento in recupero semplice) e 30 MWt integrati dal sistema di post-combustione.

Stoccaggio di energia termica

La centrale di Bolgiano è caratterizzata anche dalla presenza di un sistema di stoccaggio (accumulo acqua surriscaldata) che permette di incrementare l'efficienza complessiva di generazione (sia il rendimento elettrico che quello di c.d. primo principio – "fuel utilization"), disaccoppiando parzialmente la fase di produzione di energia termica da quella di consumo (quest'ultima totalmente dipendente dalla richiesta della rete TLR).

enipower



5. Attività e modalità operative

La produzione contemporanea di energia termica ed elettrica viene pertanto ad essere preferenzialmente concentrata in fasce orarie più interessanti per il mercato elettrico, generalmente diverse da quelle di maggiore richiesta termica, consentendo quindi l'esercizio dei motori primi a carichi più elevati ed efficienti.

Il sistema di accumulo è costituito da 10 serbatoi cilindrici verticali pressurizzati, 90-S-001 / 90-S-010, da 300 m³ di capacità utile ciascuno (340 m³ volume effettivo), in grado di garantire una capacità complessiva di ca. 3.000 m³ di acqua surriscaldata, ovvero una capacità termica variabile fino ad un massimo di ca. 175 MWht (ΔT max pari a ca. 50 °C) in funzione dell'effettiva differenza di temperatura tra mandata e ritorno del circuito di teleriscaldamento.

Il ΔT di rete varia con la potenza termica richiesta dalla rete di teleriscaldamento: tipicamente è compreso tra 30 e 50 °C nelle ore diurne della stagione invernale, mentre scende tra i 15 e i 30 °C nelle ore notturne e in generale nelle mezze stagioni e in estate, quando il carico termico è modesto o caratterizzato dall'esercizio in rete di gruppi frigoriferi ad assorbimento per il condizionamento (temperatura di ritorno maggiore di 90 °C).

Un gruppo di pompaggio costituito da 3 pompe da 350 m³/h ciascuna, 90-P-010/011/012 (assetto 3 x 50%), consente di accumulare o prelevare potenze variabili fino ad un massimo di circa 60 MWt, e di controllare in modo più preciso la temperatura dell'acqua in uscita alla rete di teleriscaldamento, in funzione del numero di macchine in marcia, della temperatura di ritorno dalla rete e della temperatura di stoccaggio.

I serbatoi possono essere gestiti, a gruppi di 5, in serie o in parallelo, sia nella fase di carico che in quella di scarico, attraverso l'apertura/chiusura di valvole motorizzate. La particolare configurazione delle valvole motorizzate, incluse quelle sistemate sui collettori di aspirazione e mandata del gruppo di pompaggio, nonché lo stato di "marcia/arresto" delle pompe, consente di stabilire se il sistema di accumulo si trova in fase di "carico", "scarico" oppure "arresto".

Il monitoraggio del livello di "riempimento termico" di ciascun serbatoio avviene attraverso una serie di 7 termoelementi disposti ad intervalli regolari lungo la generatrice del serbatoio stesso.

enipower



5. Attività e modalità operative

Durante le fasi di "carico" il sistema di accumulo si comporta, a tutti gli effetti, come una unità di consumo della rete di teleriscaldamento che assorbe una parte dell'energia termica prodotta.

Il sistema accumula, a seconda del sistema di produzione in esercizio (caldaie o scambiatori di calore a recupero) quote variabili di energia "cogenerata" e "non cogenerata"

Nelle fasi di "scarico", invece, il sistema di accumulo agisce in modo analogo alle unità di produzione, immettendo in rete energia termica in parte "cogenerata" e in parte "non cogenerata", secondo percentuali determinate dalla fase di carico precedente.

L'origine dell'energia termica stoccata nel sistema di accumulo può essere monitorata in fase di carica (sulla base dei sistemi di produzione in marcia contemporanea) per stabilire quale frazione di energia "cogenerata" venga successivamente immessa in rete durante la fase di scarico.

Il nuovo assetto produttivo permette complessivamente l'incremento sensibile dell'efficienza energetica e, pur in presenza di un aumento di potenza installata, una notevole riduzione degli impatti ambientali, in particolare delle emissioni inquinanti in atmosfera, del rumore e dell'utilizzo di risorsa idrica.

Rete di teleriscaldamento servita dalla centrale

La rete di teleriscaldamento, servita dall'impianto cogenerativo di Bolgiano, è in fase di ampliamento per allacciare nuovi edifici e quartieri residenziali della città di San Donato Milanese e modificata per ottimizzare l'efficienza e l'affidabilità della distribuzione di calore. Infatti, a fronte di richieste di allacciamento alla rete da parte di nuove utenze, già a partire dagli anni '90, la rete è stata ampliata attraverso la realizzazione della dorsale principale di San Donato, raggiungendo, ad oggi, un estensione di ca. 32 km (64 km considerando la tubazione di ritorno). La potenza termica di picco che può essere soddisfatta (delta T di 50 °C sulla rete) è pari a circa 120 MWt rispetto agli 85-90 MWt precedenti.

enipower



5. Attività e modalità operative

E' stato siglato recentemente un accordo tra Eni (proprietario del gas naturale utilizzato e del calore ed energia elettrica prodotti) e FenEnergia, gestore di una porzione della rete TLR dell'adiacente comune di Peschiera Borromeo per l'integrazione dei due sistemi e quindi l'incremento del potenziale "Cognerativo" della centrale EniPower di Bolgiano. Il sistema di Peschiera Borromeo potrà assorbire fino ad un massimo di ca. 15 MWt.

All'interno della rete di teleriscaldamento, il fluido termovettore utilizzato è l'acqua, che viene inviata a temperature comprese tra 110 e 125°C e ritorna in centrale a temperature comprese tra 80-100 °C. La temperatura di ritorno dipende dai terminali di riscaldamento delle utenze finali, in quanto il salto termico che si verifica in ogni utenza è differente a seconda del tipo di utenza: mentre i normali radiatori (termosifoni) richiedono temperature di esercizio di circa 75 °C, vi sono terminali che richiedono temperature di esercizio molto inferiori, come i ventilconvettori (45 °C) e i pannelli radianti (35 °C) permettendo quindi temperature di ritorno inferiori, poiché il salto termico che si verifica in ogni utenza è differente.

A destinazione il fluido termovettore riscalda, attraverso uno scambiatore di calore acqua-acqua o vapore-acqua (generalmente a piastre), l'acqua dell'impianto di riscaldamento dell'utenza. Lo scambiatore, che in pratica sostituisce la tradizionale caldaia, può produrre anche acqua calda sanitaria.

Una tecnologia che è implementata presso la rete di teleriscaldamento servita dall'impianto di Bolgiano è lo sfruttamento del calore per il teleraffrescamento tramite il ciclo frigorifero ad assorbimento.

Solitamente, infatti, i condizionatori elettrici consumano elettricità per produrre l'energia frigorifera necessaria alle varie utenze; in questo modo si ha una degradazione di un'energia pregiata (l'energia elettrica) per ottenere la quale si è precedentemente degradata altra energia (gas naturale, carbone, ecc...). Considerato che generalmente il rendimento di una moderna centrale termoelettrica a gas naturale è poco superiore al 50%, ne consegue che quasi la metà dell'energia chimica del combustibile viene dispersa nell'ambiente sotto forma di calore.

Al contrario, l'utilizzo diretto di una fonte di calore per produrre freddo, come avviene col teleraffrescamento, costituisce un aumento dell'efficienza e un risparmio energetico, a maggior ragione provenendo il calore da una centrale di cogenerazione.

enipower



5. Attività e modalità operative

Sistema di produzione e distribuzione dell'energia elettrica

La Centrale di Cogenerazione di Bolgiano serve anche il carico elettrico di diverse utenze elettriche, collegate da una rete interna di distribuzione di energia elettrica in media e bassa tensione attraverso un sistema di cabine di trasformazione.

La rete elettrica afferente all'impianto di Bolgiano si interfaccia con la rete in Alta Tensione (AT) di Terna in prossimità della Centrale di Cogenerazione di Bolgiano tramite interruttori/sezionatori di collegamento alla stazione di arrivo delle linee "Tavazzano" e "Peschiera-Vaiano". Attraverso il collegamento elettrico della Centrale con la rete di trasmissione nazionale (RTN) gestita da Terna, è possibile quindi scambiare energia elettrica con l'esterno sia in export che in import.

Pertanto, l'energia elettrica prodotta dalla centrale in eccesso rispetto alla domanda istantanea della rete di distribuzione interna viene ceduta alla RTN, mentre l'eventuale deficit di energia elettrica derivante da una domanda elettrica della rete di distribuzione interna maggiore della produzione della centrale viene acquistata dalla RTN.

Dal punto di vista economico, l'energia immessa e/o prelevata da RTN secondo il programma comunicato al Gestore dei Mercati Energetici viene valorizzata al prezzo espresso dal mercato elettrico italiano, mentre eventuali sbilanciamenti, causati da immissioni e/o prelievi di elettricità su RTN non programmati, vengono valorizzati al prezzo di sbilanciamento calcolato da Terna e da essa fatturato al titolare del contratto di immissione e prelievo della centrale di Bolgiano.

In corrispondenza della sbarra AT, quest'ultima in diretto collegamento con la RTN, è installato il trasformatore di potenza, triangolo-stella 132 kV/11,5 kV da 60 MVA, denominato TRG-10, a cui è collegato il generatore elettrico sincrono della nuova turbina a gas 10-TG-001.

I generatori di energia elettrica accoppiati ai nuovi motori endotermici 21-MG-001 e 22-MG-001 si attestano invece sul quadro MT 100-MMS2.

Attraverso l'impiego di trasformatori MT di sbarramento (TR1-TR2-TR3), il suddetto quadro MT 100-MMS2 è collegato al quadro di media tensione 100-MMS1, ubicato all'interno del fabbricato B della Centrale di cogenerazione, dal quale partono tutte le

enipower



5. Attività e modalità operative

linee alle utenze della rete di distribuzione interna, e di alimentazione degli ausiliari di stabilimento. Grazie a questo collegamento, quindi, la produzione dei motori endotermici è distribuita a tutte queste utenze.

Attraverso l'impiego di tre trasformatori Alta/Media Tensione (TRA-TRB-TRC), il quadro di media tensione 100-MMS1 è connesso con la sbarra AT. Grazie a questo collegamento, quindi, la produzione dei motori endotermici può essere in parte ceduta alla RTN, e, in senso opposto, sia la produzione della turbina che l'energia prelevata dalla RTN possono essere distribuite alle utenze della rete di distribuzione interna e agli ausiliari di stabilimento.

I trasformatori AT/MT hanno anche il compito di regolare, in funzione della tensione della RTN, la tensione della rete di distribuzione interna a media tensione.

La rete elettrica MT, che permette di distribuire l'energia alle Unità di Consumo della rete di distribuzione interna, è composta un sistema di condutture, posate in cunicoli e cavidotti, in media tensione (13,5 kV), che attraverso 5 nodi principali di distribuzione, ciascuno alimentato dalla centrale di cogenerazione in doppio radiale attraverso linee dedicate, vanno a servire 31 cabine d'utenza.

Le 31 cabine MT, dislocate sul territorio di San Donato Milanese in prossimità o all'interno degli edifici serviti, consentono di distribuire l'energia per utenti in media e bassa tensione, per soddisfare gli autoconsumi delle società che fanno parte del gruppo societario Eni.

La rete di distribuzione al momento alimenta anche alcune utenze i cui soggetti titolari non rientrano gruppo Eni; tali utenze verranno scollegate e connesse alla rete del distributore concessionario E-Distribuzione presumibilmente entro la fine del 2018.

5.1.5.2 Edifici al servizio della produzione ed amministrazione

All'interno dello stabilimento sono presenti alcuni fabbricati al servizio della produzione e dell'amministrazione.

Primo tra questi è il Fabbricato A, all'interno del quale risiedono la sala controllo centrale, gli uffici del personale giornaliero, il magazzino, gli impianti di produzione di acqua demineralizzata, la sala pompe caldaie ausiliarie, una cabina elettrica, una sala tecnica, un locale batterie e un locale trasformatori.

enipower



5. Attività e modalità operative

Il Fabbricato A è situato in prossimità dell'ingresso allo stabilimento, accanto alla sezione delle tre caldaie ausiliarie. Al momento, il fabbricato si trova in fase di completa ristrutturazione per la parte uffici e sala controllo. La ristrutturazione porterà all'incremento delle aree ad uso uffici, all'ammodernamento della sala controllo e degli impianti di illuminazione e climatizzazione.

La palazzina, realizzata nei primi anni '80, in concomitanza con la realizzazione della prima sezione di impianti, ha dimensioni pari a circa 1640 mq.

Nella sala controllo è prevista la presenza di personale per 24 ore al giorno per 365 giorni anno, mentre in tutti gli altri uffici la presenza del personale è limitata all'orario giornaliero (tipico dalle 8 alle 17) da lunedì a venerdì; occasionalmente, in funzione delle esigenze lavorative il personale può essere presente nelle giornate di sabato e domenica.

Nel sito sono inoltre presenti altri 3 locali dedicati a funzioni tecniche, tutti ad un solo piano e dove non è prevista la presenza continuativa di personale.

Il primo, denominato Fabbricato Servizi con una superficie di circa 160 mq, è ubicato in prossimità dell'ingresso e del Fabbricato A; inizialmente in questo edificio erano alloggiati il gruppo elettrogeno di emergenza e l'impianto di produzione aria strumenti/servizi; con il revamping dell'impianto il gruppo elettrogeno è stato dismesso, mentre il nuovo gruppo elettrogeno è stato locato in altra area dello stabilimento.

Il secondo, denominato Fabbricato B, con una superficie di circa 1490 mq, è situato dalla parte opposta l'ingresso allo stabilimento ed a fianco della sottostazione elettrica. Inizialmente, all'interno di questo edificio era alloggiata la sala tecnica di una sezione di impianto appartenente alla vecchia configurazione (pre revamping), nonché i quadri MT 100-MMS1 e 100-MMS2 e alcuni quadri di bassa tensione; a seguito del revamping, in questo fabbricato sono rimasti i quadri MT e BT sopra citati, inoltre sono stati installati tutti i nuovi quadri di protezione elettrica delle sezioni AT e MT.

Il terzo edificio, denominato Fabbricato C con una superficie di circa 650 mq, è stato realizzato col revamping di stabilimento ed al suo interno sono alloggiati i quadri di controllo delle due nuove sezioni di impianto (turbogas e motori a gas).

I tre fabbricati tecnici sono tutti dotati di illuminazione con lampade al neon e di impianto di climatizzazione/riscaldamento con tecnologie convenzionali (acqua

5. Attività e modalità operative

raffreddata attraverso chiller a compressione meccanica e riscaldata con scambiatori ad acqua surriscaldata).

5.1.5.3 Struttura organizzativa propria e di terzi che lavorano nello stabilimento

La struttura organizzativa dello Stabilimento è suddivisa in cinque unità, alle dipendenze del Responsabile dello Stabilimento, alle quali vengono delegate le attività operative di competenza. Nella figura sottostante è riportato l'organigramma.

I ruoli organizzativi del personale dello Stabilimento sono descritti, individuando responsabilità e modalità operative, in diversi documenti societari (vedi Capitolo 3, Riferimenti Interni e CO successive).

Nello specifico, nel sito di Bolgiano il personale presente opera nei seguenti ruoli organizzativi:

Unità Produzione

- Responsabile di Produzione
- Responsabile in Turno
- Consollista in Turno
- Operatore esterno

Unità Servizi Tecnici

- Responsabile Servizi tecnici
- Specialisti aree Meccanica, Elettrica e Strumentale

A differenza degli altri stabilimenti, per quello di Bolgiano è prevista anche l'**Unità Gestione Reti**, responsabile per il coordinamento degli interventi di adeguamento e manutenzione delle reti di distribuzione termica ed elettrica della città di S. Donato Milanese:

- Responsabile Gestione Reti
- Specialista Area Rete di Teleriscaldamento
- Specialista Area Rete Elettrica

Unità HSEQ

- Responsabile HSEQ

enipower



5. Attività e modalità operative

- Addetto HSEQ

Unità PRAI

- Responsabile PRAI
- Addetto PRAI

All'interno dell'Unità PRAI è stato individuato il **Referente locale del gruppo di Gestione dell'Energia**.

Nello Stabilimento inoltre opera personale di imprese terze a cui, tramite specifici contratti, vengono affidate attività di manutenzione e di miglioria impiantistica. Tali attività sono svolte sotto la supervisione del personale aziendale che ne assicura la correttezza esecutiva nonché il rispetto delle specifiche dei contratti di appalto.

Le imprese non eseguono in autonomia attività che possono avere impatti sui consumi energetici del sito.

5. Attività e modalità operative

5.2 Usi energetici : vettori e centri di consumo

All'interno degli impianti termoelettrici di Enipower, nei processi e nelle Unità Produttive descritte in precedenza, l'energia "primaria" viene utilizzata sia come **materia prima** da trasformare in energia elettrica ed energia termica, secondo rendimenti associati ad una definita tecnologia di trasformazione, sia come **materia di consumo** per l'alimentazione dei servizi ausiliari di generazione e per la produzione e distribuzione di utilities necessarie al funzionamento dello stabilimento.

L'analisi che segue distingue pertanto tra **usi energetici** significativi associati ai **processi di trasformazione della risorsa energetica in energia elettrica o termica**, da quelli invece **funzionali al processo di trasformazione** (autoconsumi e produzione utilities, servizi comuni di stabilimento).

Nella pagina seguente è riportato un esempio di diagramma dei flussi energetici (diagramma di Sankey) di un ciclo combinato "tipo" in assetto cogenerativo, assetto che consente risparmi energetici significativi sugli usi finali dell'energia (termici ed elettrici) rispetto alla produzione separata di energia e calore.

L'ampiezza delle frecce nella specifica rappresentazione non è esattamente proporzionale al volume dei flussi energetici indicati, ma fornisce comunque un'idea delle principali trasformazioni e perdite energetiche che si realizzano nell'impianto a partire dal "motore" termico del ciclo (turbina a gas).

Rispetto al flusso di energia primaria in ingresso (input termico associato al combustibile), le perdite più consistenti sono attribuibili:

- a) al calore scaricato in atmosfera attraverso i fumi esausti (a valle del recupero di calore);
- b) al calore sottratto nei sistemi di condensazione del vapore (ciclo Rankine);
- c) alle dispersioni termiche per irraggiamento, convezione e trafilamento (tenute) delle macchine e della caldaia;
- d) ai sistemi di trasmissione della potenza meccanica (Turbine – Alternatori);
- e) alle perdite negli alternatori e nei trasformatori;
- f) all'alimentazione dei **sistemi ausiliari** (energia elettrica e/o calore):

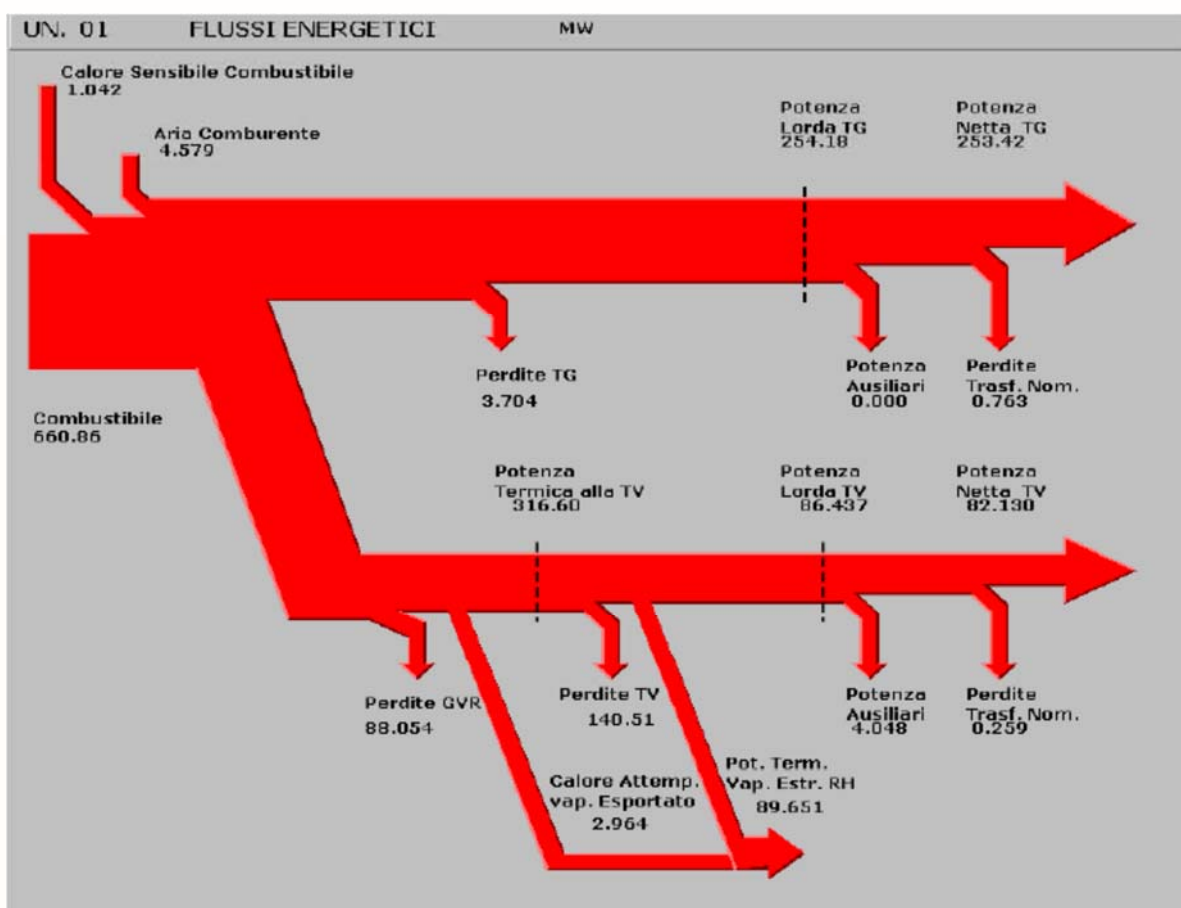
enipower



5. Attività e modalità operative

Sulle voci a) ÷ e) è possibile, entro limiti comunque fissati dalla tecnologia di generazione utilizzata e dalla termodinamica, lavorare per ridurre le perdite termiche, ma i risultati migliori si ottengono operando gli impianti a carichi prossimi a quelli di progetto (massimo rendimento).

Per ottimizzare la voce f) invece, che impatta in misura variabile tra l'1 ed il 2% della potenza elettrica lorda prodotta, possono essere adottate tecniche comuni ad altri impianti industriali o civili (es. motori ad alta efficienza, controllo di velocità motori con inverter, sistemi di illuminazione ad alta efficienza, pompe di calore etc.).



enipower



5. Attività e modalità operative

5.2.1 Usi energetici associati al processo di trasformazione "termo-elettrico"

Di seguito sono elencati ed analizzati i vettori energetici ed i loro utilizzi, la loro provenienza (fornitore/produttore), le unità di misura nelle quali i relativi consumi (o INPUT) sono espressi (su base periodica, mensile o annuale), il processo o il tipo di trasformazione che essi subiscono. Per i processi di trasformazione vengono evidenziati anche i principali aspetti tecnologici che condizionano l'efficienza di utilizzo dei vettori analizzati.

5.2.1.1 Gas Naturale

Il gas naturale viene fornito agli impianti Enipower, nell'ambito del Contratto di Tolling, da Eni S.p.A. ed Eniservizi, attraverso una rete di tubazioni (metanodotti) gestite da Snam Rete Gas. Il consumo di gas viene espresso normalmente in Sm³ o MSm³. Al volume di gas consegnato al limite di batteria sono associati un Potere Calorifico Inferiore PCI (KJ/Sm³) ed un Potere Calorifico Superiore PCS (sempre espresso in KJ/Sm³ e che include anche l'eventuale calore latente associato al vapore acqueo generato dalla combustione), che dipendono dalla composizione del gas.

Il PCI viene monitorato in continuo attraverso strumentazione di impianto (gascromatografo, presente in quasi tutti i siti) e, mensilmente, certificato, insieme al volume consegnato, da fattura (in alcuni casi verbale di misura) di Snam Rete Gas, che effettua il servizio di trasporto. L'energia associata al gas naturale, data dal prodotto di PCI per il volume consumato in impianto, può essere espressa in **GWh**, **TWh** o in **Tep**, attraverso opportune conversioni.

Il gas naturale, utilizzato come combustibile all'interno di turbine a gas o caldaie, viene trasformato, mediante cicli termodinamici Brayton o Rankine, in energia elettrica o, previa estrazione di flussi di vapore, in energia termica.

Le più recenti installazioni di Enipower (turbine a gas classe "F", ovvero con temperature di combustione nell'intorno dei 1300 °C) consentono di ottenere **rendimenti elettrici**, se esercite in ciclo combinato (ovvero **Unità Produttiva** composta da turbina a gas, caldaia a recupero e turbina a vapore) ed a carico base, superiori al **55 %**.

Le installazioni più datate di turbine a gas in ciclo combinato (es. Ravenna TG501) appartengono alla classe "E", che consente rendimenti elettrici equivalenti nell'ordine

enipower



5. Attività e modalità operative

del 48-50 %. Tali rendimenti rendono particolarmente difficile la competizione in un mercato ancora caratterizzato da sovraccapacità produttiva e dalla presenza di impianti più efficienti. Normalmente unità con queste caratteristiche vengono utilizzate come riserva o, se programmate per la marcia, per la fornitura di servizi ancillari di rete (Mercato dei Servizi di Dispacciamento).

Per le caldaie tradizionali invece (impianti di back-up per la produzione di vapore tecnologico o per produrre acqua surriscaldata) il **rendimento termico** di trasformazione dell'energia primaria del gas naturale, dipende dalla complessità del ciclo termico (es. ciclo Rankine con o senza spillamenti, risurriscaldamenti etc) e dai livelli termici dei vettori prodotti. Le più recenti caldaie per la produzione di sola energia termica (es. acqua surriscaldata installate a Bolgiano) possono raggiungere rendimenti termici superiori al 95%.

Normalmente rendimenti di generazione termica superiori al 90 % possono essere garantiti utilizzando gas naturale.

Il **rendimento elettrico delle turbine a gas**, massimo in condizioni di carico base, diminuisce sino a valori prossimi al **75-80% del valore nominale**, in corrispondenza dei carichi più bassi ai quali è possibile gestire la macchina rispettando i limiti emissivi. Ai carichi parziali infatti risulta difficile per limitazioni intrinseche della macchina (regolazione aria elaborata dal compressore) mantenere una adeguata temperatura di scarico (e quindi di riflesso in camera di combustione), con il conseguente aumento di emissioni di CO.

Interventi effettuati fra gli anni 2012-2014 sulla flotta Enipower hanno condotto a ridurre progressivamente il minimo carico esercibile in continuo (detto anche Minimo Tecnico ambientale), incrementando quindi il campo di regolazione della potenza della turbina a gas e del ciclo combinato, per meglio rispondere alla richiesta del mercato.

Gli interventi di "flessibilizzazione" hanno riguardato sia parti della turbina a gas (modifica profili palari dei primi stadi del compressore e del sistema di attuazione e regolazione aria – Inlet Guide Vanes), sia la caldaia a recupero posta sullo scarico dei suoi fumi, introducendo uno stadio catalitico ossidante, per la conversione dell'eventuale CO residuo in CO₂.

enipower



5. Attività e modalità operative

Attualmente il rendimento "lordo" del ciclo combinato "tipo" della flotta Enipower, valutato in condizioni ISO (15 °C, 60 % UR, pressione atmosferica), è al Carico Base TG (100 %) pari a circa il 56,4 %, cui corrisponde un fattore di emissione tipico di 357 kgCO₂/MWhe prodotto.

Il fattore di emissione specifico può variare significativamente in funzione del carico medio di esercizio delle macchine.

L'evoluzione del **Minimo Tecnico Ambientale** della turbina a gas del tipo AE 94.3A (Ansaldo - Siemens da 266 MWe), a partire dai primi anni di entrata in esercizio degli impianti a ciclo combinato più recenti (2003) è schematizzata nel seguito.

Sono indicati nell'ordine il minimo tecnico sia in % del carico base che in valore assoluto, la potenza di ciclo combinato (se esercito a piena condensazione) ed il fattore di emissione specifico:

Macchina Base (2003-2007)

68 % (TG 180 MWe, CC 275 MWe, 375 kgCO₂/MWhe)

Macchina con IGV Idrauliche (2008-2009)

53 % (TG 140 MWe, CC 225 MWe, 386 kgCO₂/MWhe)

Macchina con nuovi stadi compressore + iper-chiusura IGV (2010-2013)

40 % (TG 105 MWe, CC 180 MWe, 399 kgCO₂/MWhe)

Installazione catalizzatore ossidante CO su HRSG (2012-2013)

34 % (TG 90 MWe, CC 155 MWe, 431 kgCO₂/MWhe)

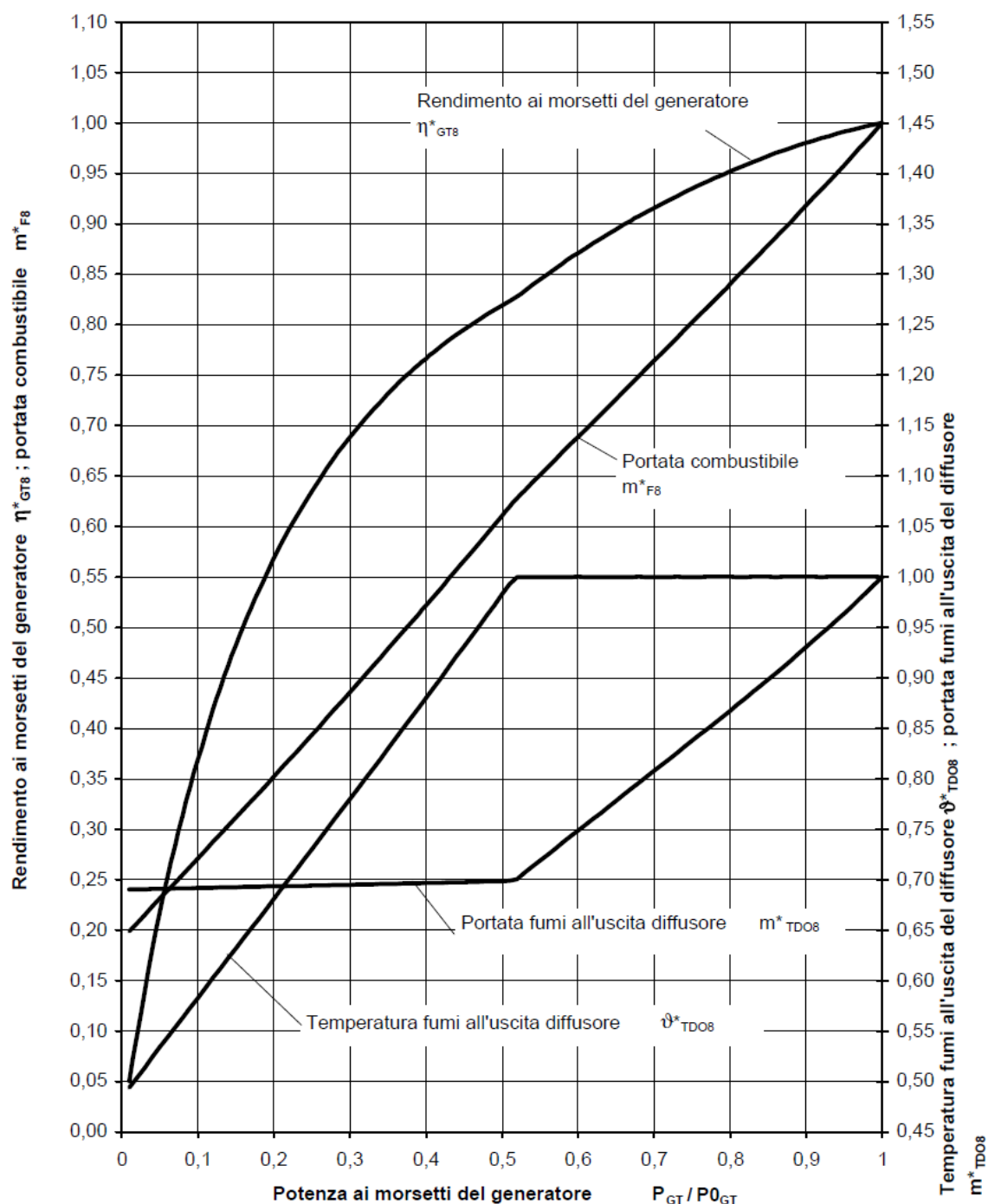
Nella pagina seguente è riportata una curva di rendimento "adimensionale" tipica di una turbina a gas della flotta Enipower, dove si evidenzia il fattore di conversione dell'energia primaria (rendimento) in funzione del fattore di carico (P_{GT}/P_{0GT}). Questo, in ultima istanza, dipende dalla richiesta del mercato elettrico o da opportuni segnali di regolazione inviati da Terna, nel caso in cui l'Unità Produttiva partecipi al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD).

Si nota inoltre la diminuzione della temperatura di scarico dei gas combusti con la % di carico, indice della sopracitata difficoltà a regolare, oltre certi limiti, le emissioni di CO, senza interventi di tipo "impiantistico" (ad esempio l'installazione di catalizzatori ossidanti CO).

enipower



5. Attività e modalità operative



enipower



5. Attività e modalità operative

5.2.1.2 Syngas da impianto di gassificazione Eni R&M

L'impianto di gassificazione del TAR operante nella raffineria Eni R&M di Sannazzaro de Burgondi fornisce ad Enipower, nella centrale di Ferrera Erbognone, una miscela costituita prevalentemente da idrogeno e monossido di carbonio, denominata Syngas (gas di sintesi). Il syngas viene utilizzato nell'Unità produttiva denominata **UP_NPWRFRRRRB_10 (CC3)**.

Il syngas prodotto può avere una composizione variabile in funzione della carica all'impianto di gassificazione o del prelievo di idrogeno, effettuato dalla raffineria mediante unità a membrane, per usi di processo (idrogenazione).

Il consumo di syngas viene espresso normalmente in kg o ton (unità di misura tipica di impianto di processo di raffineria o petrolchimico). Alla quantità di syngas consegnato al limite di batteria della centrale sono associati un Potere calorifico Inferiore PCI (kJ/kg) ed un Potere Calorifico Superiore PCS, sempre espresso in kJ/kg e che include anche il calore latente associato al vapore acqueo generato dalla combustione, variabile prevalentemente in funzione del contenuto di idrogeno della miscela.

Il PCI viene monitorato in continuo attraverso strumentazione di impianto della raffineria Eni R&M (gascromatografo) e certificato, insieme al quantitativo consegnato su base mensile, da documentazione di Eni (produttore e Toller in questo caso). L'energia associata al syngas, data dal prodotto di PCI per il quantitativo consegnato e consumato in impianto, può essere espressa in GWh/TWh o in Tep, attraverso opportune conversioni.

Il syngas rientra tra i gas definiti "poveri", nel senso che sono caratterizzati da un basso potere calorifico specifico, con riferimento all'unità di volume.

Gas di questo tipo, se utilizzati e valorizzati in grandi impianti di combustione (per generazione termica e/o elettrica) impongono alcune limitazioni di tipo ambientale che si riflettono nelle prestazioni ottenibili in tema di efficienza energetica. La presenza di alcune specie infatti (es. H₂, CO) non consente di raggiungere i ridotti limiti di concentrazione delle specie inquinanti in emissione (NO_x in particolare) tipici dei combustori premiscelati (DLN, Dry Low NO_x), progettati ed ottimizzati per i gas

enipower



5. Attività e modalità operative

commerciali (gas naturale e gas di petrolio liquefatto), che non contengono tali specie oltre certi limiti e la cui composizione è stabile.

L'utilizzo di gas derivati (da raffineria o impianto petrolchimico) il più delle volte richiede bruciatori di tipo "diffusivo" e di conseguenza l'utilizzo di sistemi di abbattimento delle emissioni non particolarmente efficienti (es. iniezione di vapore in camera di combustione) oppure la loro diluizione in miscele con gas naturale per riportare il tenore dei composti critici entro i limiti di impiego previsti per i bruciatori "premiscelati".

In entrambi i casi non è possibile traguardare efficienze di utilizzo tipiche dei prodotti più avanzati (es. turbine a gas di classe "F" o "H").

Nel caso specifico della **Centrale di Ferrera Erbognone**, il syngas, essendo caratterizzato da un potere calorifico relativamente modesto (in tal caso la valutazione si riferisce allo specifico per unità di volume), ovvero circa un terzo del potere calorifico di un corrispondente volume di gas naturale, viene alimentato ad un sistema di combustione a diffusione, con premiscelazione di vapore deNO_x, specificatamente progettato dal costruttore per gas "povero", tipico di applicazioni come l'IGCC (Integrated gasification combined cycle) o le acciaierie.

Gas "poveri" possono essere addizionati (integrazione) con gas naturale, ma entro i limiti specifici dettati dal progetto fluidodinamico del combustore (riferimento Indice di Wobbe del combustibile).

Il rendimento della turbina a gas in questione, specificatamente adattata per l'utilizzo di gas "povero" (caratterizzata da volumi maggiori di gas combustibile rispetto ai casi standard e quindi da una diversa ripartizione dei carichi tra compressore-aria e turbina-gas combusti) e del relativo ciclo combinato (UP_NPWRFRRRRB_10 - CC3), dal quale una buona parte del vapore prodotto viene prelevata al solo scopo di abbattere le emissioni NO_x, è inferiore al 47-48%.

Un impianto che utilizza syngas (o syngas in miscela con gas naturale) è necessariamente asservito alle esigenze dell'unità di gassificazione e valorizzazione dei residui di lavorazione del grezzo di raffineria; difficilmente può pertanto competere con successo, come peraltro accade per le unità a ciclo combinato a gas naturale più datate, nel mercato elettrico e nemmeno può modulare il proprio carico per offrire "servizi" di regolazione.

enipower



5. Attività e modalità operative

L'efficienza energetica con la quale si utilizza il syngas è quindi da valutare all'interno di un sistema dal volume di controllo più ampio, che includa i benefici complessivi di un'unità di gassificazione, ovvero l'estrazione di prodotti ad alto valore (idrogeno in particolare ed energia elettrica) che la raffineria ottiene valorizzando residui di distillazione del grezzo nel complesso IGCC.

Nel corso del **2017** l'unità è stata modificata per consentire l'alimentazione separata (rgolazione portata) di gas naturale e syngas al sistema di combustione e quindi migliorare la capacità di modulazione del carico al fine di poter partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento.

5.2.1.3 Offgas (o gas petrolchimico) da Impianto Steam Cracking

L'impianto di Cracking Virgin Naphta operante nello stabilimento petrolchimico Versalis di Brindisi fornisce ad Enipower, nella centrale di Brindisi, una miscela costituita prevalentemente da idrogeno e metano, denominata Offgas (detto anche fuel gas o gas di petrolchimico).

L'offgas deriva, come sottoprodotto, dalla sezione di distillazione dell'impianto di steam cracking, che separa e rettifica i prodotti desiderati del processo, in primis etilene ed olefine più pesanti, basi per i processi della petrolchimica. La testa della sezione de-metanatrice, non ulteriormente rettificabile, viene normalmente inviata alla rete fuel gas dello stabilimento. L'offgas può avere una composizione variabile (ripartizione idrogeno/metano) in funzione della carica all'impianto di cracking o dell'efficienza della sezione di separazione.

Enipower utilizza tale corrente di gas all'interno delle unità produttive UP_NPWRBRNDSI_9 (CC2) e UP_NPWRBRNDSI_10 (CC3), attrezzate appositamente per consentire di integrare nel gas naturale, i volumi di off gas disponibili, nel rispetto di alcuni vincoli (% idrogeno in miscela), stabiliti dal costruttore per il corretto funzionamento dei bruciatori DLN modificati.

La percentuale di idrogeno contenuta nella miscela combustibile alimentata alla turbina a gas (gas naturale ed offgas) non può essere superiore al 15% in volume, al fine di ottemperare ad una precisa prescrizione dell'autorizzazione ministeriale ed

enipower



5. Attività e modalità operative

assicurare la stabilità della combustione ed il rispetto delle emissioni inquinanti (NOx). La qualità dell'offgas viene accertata mediante un sistema automatico (calorimetro) in grado di determinare la quantità massima di offgas utilizzabile, in funzione dello stato (marcia o fermo) dei gruppi dedicati e del relativo fattore di carico.

Il consumo di offgas viene espresso normalmente in kg o ton (unità di misura tipica di impianto di processo di raffineria o petrolchimico). Alla quantità di offgas consegnato al limite di batteria della centrale sono associati un Potere Calorifico Inferiore PCI (kJ/kg) ed un Potere Calorifico Superiore PCS, sempre espresso in kJ/kg e che include anche il calore latente associato al vapore acqueo generato dalla combustione, variabile prevalentemente in funzione del contenuto di idrogeno della miscela.

Il PCI dell'offgas viene monitorato in continuo attraverso strumentazione di impianto di Enipower (calorimetro e gascromatografo) e certificato, insieme al quantitativo consegnato su base mensile, da documentazione di Versalis ed Eni (Toller in questo caso). L'energia associata all'offgas, data dal prodotto di PCI per il quantitativo consegnato e consumato in impianto, può essere espressa in **GWh**, **TWh** o in **Tep**, attraverso opportune conversioni.

L'offgas, come anticipato, è caratterizzato dalla presenza in miscela di idrogeno. Come il syngas, ha un potere calorifico specifico (kJ/Sm³) inferiore al gas naturale e quindi richiede una verifica di sue miscele con il gas naturale rispetto all'Indice di Wobbe, ovvero richiede una verifica preventiva del progetto fluidodinamico dei bruciatori.

La sua particolarità comunque è da attribuire alla presenza di idrogeno, specie chimica molto reattiva che può influenzare il comportamento dinamico della camera di combustione (humming ed accelerazioni) ed incidere sulla velocità di formazione degli ossidi di azoto, in misura superiore al gas naturale.

Gas ricchi di idrogeno, analogamente a quanto rappresentato per il syngas impongono alcune limitazioni di tipo impiantistico che si riflettono nelle prestazioni ottenibili in termini di efficienza energetica.

Il progetto delle turbine a gas che utilizzano offgas nella centrale di Brindisi è specifico e, a differenza del gruppo a syngas di Ferrera Erbognone, prevede la miscelazione di

enipower



5. Attività e modalità operative

offgas e gas naturale, solo oltre opportuni carichi e nella zona premiscelata dei combustori DLN (la fiamma "pilota" resta alimentata esclusivamente a gas naturale). Il tenore di idrogeno accettato nella miscela combustibile (max. 15 % su base volume) non consente di mantenere temperature di fiamma in camera di combustione simili a quelle previste per le macchine standard; ciò comporta una leggera penalizzazione sul rendimento massimo ottenibile dalla turbina a gas (sia ha una penalizzazione anche maggiore sulla potenza massima) e dal ciclo combinato, apprezzabile solo se la macchina viene esercita al carico base.

5.2.1.4 Vapore alta pressione da Impianto Steam Cracking

L'impianto di Cracking Virgin Naphta operante nello stabilimento petrolchimico Versalis di Brindisi fornisce ad Enipower, nella centrale di Brindisi, oltre all'offgas analizzato in precedenza anche una corrente di vapore ad alta pressione generata attraverso un processo di recupero termico (quenching) a valle dei forni di piroscissione.

Il vapore consegnato ad Enipower (ca. 510 °C e 122 barg), sottoprodotto della sezione di reazione dell'impianto di steam cracking, trova impiego nella generazione di energia elettrica all'interno del gruppo di generazione misto GT6 (turboalternatore), parte dell'unità produttiva denominata UP_NPWRBRNSI_4. Enipower restituisce a Versalis le condense, previo reintegro delle perdite, sotto forma di "acqua alimento", per il mantenimento del ciclo di recupero termico.

La portata di vapore consegnata al limite di batteria viene misurata in tonnellate. Dalla misura effettiva di pressione e temperatura del vapore ritirato e delle condense restituite e quindi dalla corrispondente entalpia (kJ/kg) si ottiene il contributo energetico associato a tale vettore, espresso in **GWh**, **TWh** o in **Tep**.

Al fine di associare a tale corrente un corrispondente consumo di **energia primaria**, si può rappresentare il vapore ritirato come il prodotto di una "caldaia equivalente" alimentata ad olio combustibile, caratterizzata da un rendimento termico standard (90%), alimentata da acqua alimento di contenuto entalpico pari a quello fornito da Enipower.

enipower



5. Attività e modalità operative

Il calcolo dell'energia primaria corrispondente viene invece effettuato sulla base di formule di conversione preimpostate e differenti (vedi circolare MSE 18/12/2014) per la rendicontazione dei consumi della Società funzionale alla preparazione della dichiarazione FIRE annuale con la quale si individua la figura del Tecnico Responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia (vedi articolo 19, Legge 9 gennaio 1991 n. 10, Nomina dell'Energy Manager).

5.2.3 Usi energetici associati ai servizi ausiliari (autoconsumi) ed alla produzione e distribuzione di utilities

5.2.3.1 Gasolio

Il gasolio, è il vettore energetico utilizzato prevalentemente per l'alimentazione dei generatori diesel d'emergenza (motori e alternatori in esecuzione package), presenti in tutte le centrali descritte in precedenza.

I generatori diesel d'emergenza hanno la funzione di garantire l'alimentazione elettrica ai sistemi di supervisione e controllo impianti ed a quelli deputati alla sicurezza (antincendio). In genere (fatta eccezione per la centrale di teleriscaldamento di Bolgiano) i gruppi diesel non sono dimensionati per garantire l'avviamento da fermo (Black Start) delle Unità Produttive, isolate dalla rete elettrica nazionale. L'alimentazione dei servizi ausiliari per l'avviamento degli impianti è garantito da linee elettriche "di soccorso".

Il consumo di gasolio è rendicontato in kg o tonnellate; attraverso il PCI (kJ/kg) viene valutato il consumo di energia primaria (convertito in **MWh** o **Tep**) ad esso associato. Il gasolio viene approvvigionato direttamente da Enipower (assimilato a "materiale di consumo" del ciclo produttivo come avviene per gli additivi chimici) non essendo regolato dal Contratto di Tolling con Eni o Eniservizi.

5.2.3.2 Energia elettrica (autoprodotta) per autoconsumi

L'energia elettrica per i servizi ausiliari di generazione (in gran parte si tratta di azionamenti) è autoprodotta dalle unità di impianto e derivata, nella maggior parte dei casi (nuovi cicli combinati) dai trasformatori d'unità (TRU); questi, dal condotto

enipower



5. Attività e modalità operative

sbarre uscente dal turboalternatore trascinato dalla Turbina a gas, riducono la tensione da 19 kV a 6 kV ed immettono energia nella rete di distribuzione interna a media (6 kV per i Power Center) e bassa tensione (0,4 kV per i Motor control center ed altri quadri di distribuzione). Viene generalmente riportata in **GWhe**.

Dal quadro di ogni singola Unità Produttiva (QMT) è possibile alimentare (in soccorso) i quadri delle altre unità in modo da permetterne l'avviamento anche in assenza di collegamenti con rete elettrica esterna (linee interne di soccorso). Ciò significa che solo in caso di funzionamento di almeno una turbina a gas in parallelo con la rete elettrica è possibile avviare e gestire in autonomia le altre unità produttive o i servizi ausiliari comuni (es. impianti di raffreddamento, aria compressa etc.).

I principali utilizzi di energia elettrica sono elencati di seguito:

- o Distribuzione energia elettrica nei siti dove viene gestita la rete interna
- o Azionamento pompe di alimento caldaie (alta pressione)
- o Azionamento ventilatori aria comburente, estrazione fumi (caldaie cicli termici tradizionali)
- o Sistemi di condensazione del vapore ad aria (ventilatori)
- o Ventilazione, raffrescamento e riscaldamento di cabinati (alloggiamenti speciali per turbogeneratori, isolati termicamente ed acusticamente), capannoni (zone coperte per alloggiamento macchine, sistemi di movimentazione etc.), edifici (magazzini, uffici, laboratori)
- o Sollevamento, chiarificazione e/o pompaggio acqua industriale
- o Trattamento acqua demineralizzata (alimento impianti a membrane, elettrodeionizzazione), pompaggio acqua demineralizzata e condense
- o Linee di trattamento fanghi da impianti di trattamento (Chiari-flocculazione acqua industriale)
- o Impianti di condizionamento per sale quadri elettrici, sale tecniche quadri strumentazione e DCS, sale controllo
- o Impianti di illuminazione esterna (in esecuzione stagna standard o per aree classificate), illuminazione interna
- o Produzione aria servizi e strumenti (compressori a vite)

enipower



5. Attività e modalità operative

- o Produzione e mantenimento del vuoto per i sistemi di condensazione del vapore (pompe del vuoto ad anello liquido)
- o Sollevamento acque di scarico
- o Produzione e distribuzione acqua di raffreddamento (pompe di circolazione, ventilatori aria tiraggio torri evaporative)
- o Riscaldamento fluidi di processo (termoresistenze, cavi scaldanti)
- o Sistemi di stoccaggio energia (batterie) per impianti di continuità (UPS)

Tranne qualche caso, peraltro circoscritto a situazioni particolari (termoresistenze, elettrodeionizzazione, batterie gruppi di continuità) o per l'illuminazione, si tratta in gran parte di utilizzi di **energia elettrica** per l'azionamento di **motori elettrici**, la cui efficienza o il cui dimensionamento (selezione taglia motore, margine di potenza richiesto dalla macchina operatrice trascinata) rivestono pertanto un ruolo essenziale nel determinare le prestazioni (rendimento netto) delle Unità Produttive.

Per alcuni degli utilizzi elencati è possibile rilevare e storicizzare il singolo contributo (in particolare per i motori alimentati in Media Tensione), ma nella gran parte dei casi l'assorbimento elettrico può essere rilevato solo con strumenti locali oppure come valore cumulato dai rispettivi quadri di alimentazione (Motor Control Center o Power Center).

Per la contabilizzazione dei consumi di energia elettrica, anche ai fini della gestione delle obbligazioni del Contratto di Tolling, sono previsti una serie di contatori, ai punti di consegna, in corrispondenza delle linee in ingresso ai quadri di Media tensione. A titolo di esempio si riporta nella pagina seguente lo schema delle misure elettriche per la centrale di Ferrera Erbognone, con le rispettive 3 Unità Produttive. Le misure elettriche rappresentate vengono utilizzate per la preparazione dei bilanci di produzione della Centrale.

Per l'energia elettrica destinata agli Autoconsumi, i punti di consegna sono collocati in corrispondenza dei quadri QMT1, QMT2, QMT3.

Ciascun quadro di unità può alimentare il quadro di media tensione QMT00 che a sua volta alimenta i servizi ausiliari comuni. I misuratori, MIS11, MIS8 e MIS5 consentono di determinare l'energia che viene messa a disposizione da ciascuna Unità Produttiva per l'alimentazione delle utenze ausiliarie proprie e dei servizi comuni di stabilimento.

enipower



5. Attività e modalità operative

La misura degli autoconsumi è essenziale per poter determinare il rendimento netto di generazione di ogni Unità Produttiva.

I consumi dei servizi ausiliari comuni di impianto vengono attribuiti in proporzione all'energia lorda prodotta da ogni unità, misurata come somma delle indicazioni di MIS9 e MIS10 per l'UP_NPWRFRRRRB_10, MIS6 e MIS7 per l'UP_NPWRFRRRRB_9, MIS3 e MIS4 per l'UP_NPWRFRRRRB_8.

Nella determinazione dell'energia utilizzata per i servizi ausiliari si tiene conto, qualora venga prelevata dalla rete esterna o al fine di determinare quanto essi incidano sulle prestazioni di ogni unità produttiva delle perdite di trasformazione dei trasformatori 380 kV / 19 kV e 19 kV / 6 kV, interposti tra il prelievi (rete o generatori interni) e i quadri di alimentazione servizi ausiliari. Indicativamente esse ammontano rispettivamente allo 0,3 e 0,4 % della potenza in transito, anche se, a rigori, occorrerebbe verificare il fattore di carico del trasformatore.

Si riportano tra gli allegati tutti gli schemi di misura dell'energia elettrica per le unità produttive prese in considerazione.

enipower



5. Attività e modalità operative

5.2.3.3 Energia elettrica soccorso

Come anticipato nel paragrafo dedicato all'energia elettrica prelevata / consumata per i servizi ausiliari, c'è anche la possibilità di prelevare dalla rete esterna l'energia necessaria per l'alimentazione delle unità di controllo/supervisione e di emergenza, in caso di fuori servizio di tutte le Unità Produttive del sito e di interruzione delle linee di esportazione principali dell'energia prodotta. Tale linea è normalmente definita linea di soccorso.

Prelievi dalla rete per alimentare i servizi ausiliari infatti sono sempre possibili dalla linea a 380 kV, ma può anche succedere che quando esse siano fuori servizio (interruttori aperti) si renda necessario alimentare i servizi essenziali mediante altre connessioni.

Misuratori fiscali dedicati consentono di rilevare tale consumo senza ulteriori correzioni (**MWhe**). L'energia di soccorso può essere ripartita tra le Unità produttive, come quella per tutti gli altri servizi ausiliari, in ragione delle rispettive ore di indisponibilità (ad alimentare i propri servizi ausiliari).

In caso di emergenza c'è comunque sempre la possibilità di auto-produrre questa energia mediante i generatori diesel.

Tale utilizzo è comunque poco significativo, salvo situazioni particolari.

5.2.3.4 Energia termica per autoconsumi

Parte degli autoconsumi interni di natura termica viene soddisfatta dal vapore, generalmente a bassa pressione, estratto dal ciclo termico delle Unità Produttive o dall'acqua surriscaldata. L'energia termica viene utilizzata in tutti gli stabilimenti per :

- **preriscaldare il gas naturale**, a monte dei gruppi di laminazione (riduzione della pressione); questa energia viene recuperata nel ciclo termodinamico a gas (Brayton).
- **degasare** (rimozione gas incondensabili) **l'acqua di alimento** ai cicli termici; si considera uso energetico lo sfiato atmosferico;
- **tracciare linee di processo** (rami secondari), linee di additivazione chemicals e collegamenti primari di strumentazione per evitare la formazione di ghiaccio, precipitati e/o condensati;
- **mantenere calde** e flussate le stazioni di riduzione ed attemperamento del vapore, laddove è presente un gruppo di riserva (prevenzione shock termici);

enipower



5. Attività e modalità operative

- **Distribuire il vapore o l'acqua surriscaldata** fino ai punti di consegna dei clienti finali
- riscaldare l'aria in batterie alettate al servizio dei **sistemi di climatizzazione** (edifici e capannoni);

In qualche caso, il servizio di tracciatura viene assicurato o attraverso cavi termoscaldanti (energia elettrica), con i quali è più facile controllare la temperatura (es. linee di dosaggio chemicals che possono cristallizzare).

Il maggiore utilizzo di energia termica è comunque da attribuire al preriscaldamento del gas naturale, a monte dei gruppi di riduzione della pressione di rete.

I consumi di vapore o di acqua surriscaldata (espressi in **tonnellate o m³**) vengono misurati mediante orifizi calibrati e trasmettitori di pressione differenziali.

La misura di portata, corretta in pressione e temperatura, consente quindi di determinare, nota l'entalpia, l'energia associata al vapore impiegato (**MWht o Tep**)*. Nello stesso modo può essere misurato, in linea di principio, il vapore associato ad altri usi o a perdite di rete. L'intermittenza e la variabilità della domanda di energia per la climatizzazione in particolare (legata a fattori ambientali) rende però difficile l'impiego di strumentazione in linea (problemi di rangeability degli strumenti).

In tutti questi casi si ricorre a stime, basate su dati di letteratura, dati dimensionali (es. lunghezza tubazioni, superfici esposte etc.) o rilevazione differenziale (es. differenze da bilanci).

L'energia termica utilizzata per il degasaggio dell'acqua alimento non costituisce un consumo significativo (parte dell'energia infatti è utilizzata per preriscaldare l'acqua di alimento al ciclo). Il reale consumo è invece associato alla quota di vapore espulsa dalla torretta degasante insieme ai gas incondensabili rimossi dall'acqua. E' difficile apprezzarlo in quanto non è facile misurarlo con strumentazione tradizionale; vi si può risalire mediante calcolo, nota l'area di passaggio dell'orifizio di scarico e la pressione di lavoro del degasatore (variabile in funzione del carico dell'impianto).

* L'energia termica distribuita o utilizzata come acqua surriscaldata viene anche valutata attraverso l'impiego di: calcolatore elettronico, termosonde posizionate sul circuito di mandata e ritorno delle tubazioni del TLR e dal misuratore di volumi di acqua.

5. Attività e modalità operative

5.3 Usi energetici : i fattori che influenzano i consumi

Diversi fattori ambientali (**esterni o interni al ciclo produttivo**) possono influenzare i consumi energetici, sia assoluti che specifici, esaminati al capitolo precedente.

5.3.1 Fattori esterni

Gli indicatori di prestazione (Key Performance Indicators), dettagliatamente descritti nell'Allegato C alla Procedura "**Pianificazione energetica: analisi, indicatori di prestazione, obiettivi**" devono essere depurati, nei limiti del possibile, da quei fattori che non dipendono dalla gestione operativa degli impianti.

Il processo di rielaborazione dei dati raccolti dalle diverse Unità Produttive, che consente di depurarli dai fattori esterni, non condizionabili o modificabili, è chiamato "**normalizzazione**".

Nell'analisi che segue non si distingue, in generale, circa l'influenza dei fattori, tra consumi associati al processo termoelettrico e quelli associati al funzionamento degli impianti ausiliari (autoconsumi) o alla produzione di utilities. In molti casi i fattori influenzano entrambe le tipologie di consumi o l'efficienza dei sistemi che utilizzano l'energia.

5.3.1.1 La temperatura ambiente

L'aumento della temperatura ambiente incide non solo sulla potenza generata dagli impianti e sul loro rendimento, ma anche sulle prestazioni dei sistemi di raffreddamento e condensazione del ciclo termico.

In particolare aumentando la temperatura ambiente, si riduce la portata massica d'aria elaborata dalle turbine a gas e quindi la potenza prodotta. Il rendimento delle turbine a gas si riduce per effetto dell'aumento della temperatura.

Anche le prestazioni dei sistemi di condensazione risentono dell'incremento della temperatura dell'aria o dell'acqua; l'effetto è più o meno marcato in funzione della quota di vapore, maggiore o minore (essendo gran parte degli impianti cogenerativi), destinata alla condensazione. Nella figura riportata di seguito, per esempio, si vede l'effetto, per un condensatore ad aria "tipo" di un ciclo combinato di Enipower, di

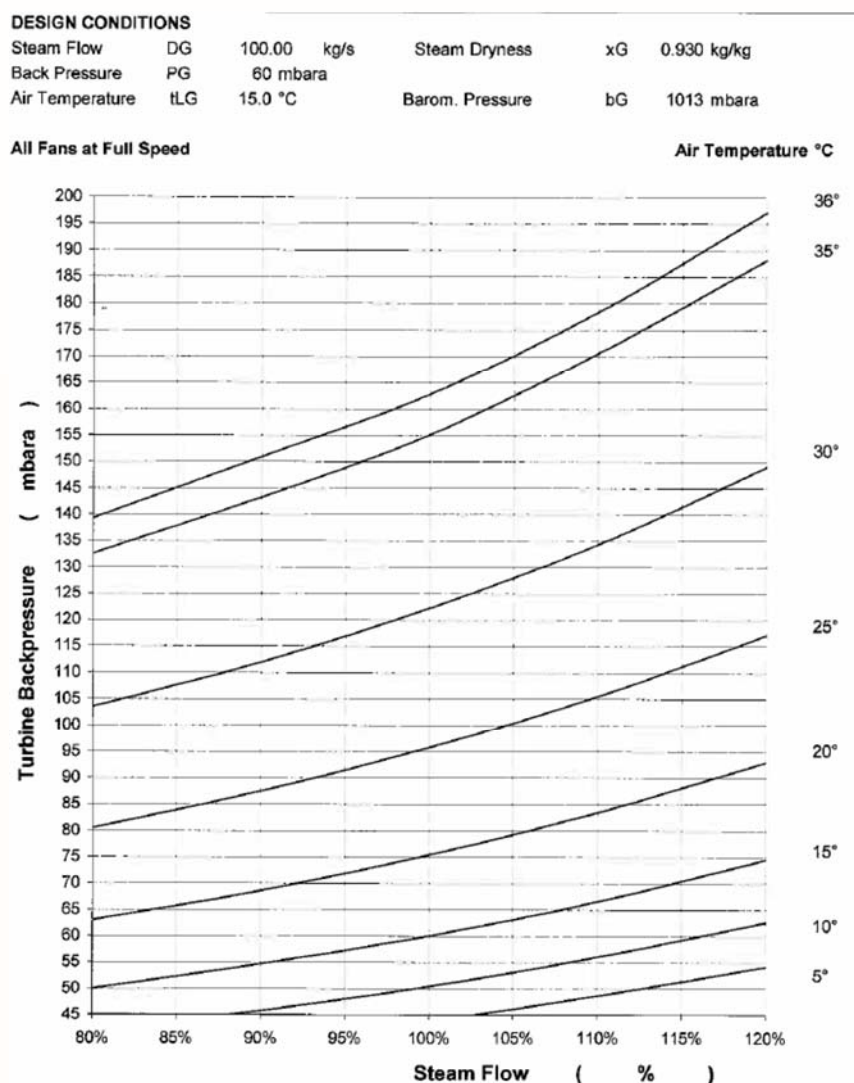
enipower



5. Attività e modalità operative

temperatura esterna e fattore di carico, a parità di numero di ventilatori in marcia (24), sulla contropressione allo scarico della turbina a vapore e quindi sulla potenza generabile.

Il numero di ventilatori in marcia può peraltro essere ottimizzato in funzione delle condizioni ambientali, dovendosi trovare, in generale, un compromesso tra la potenza da essi assorbita ed il recupero di potenza sulla turbina a vapore.



enipower



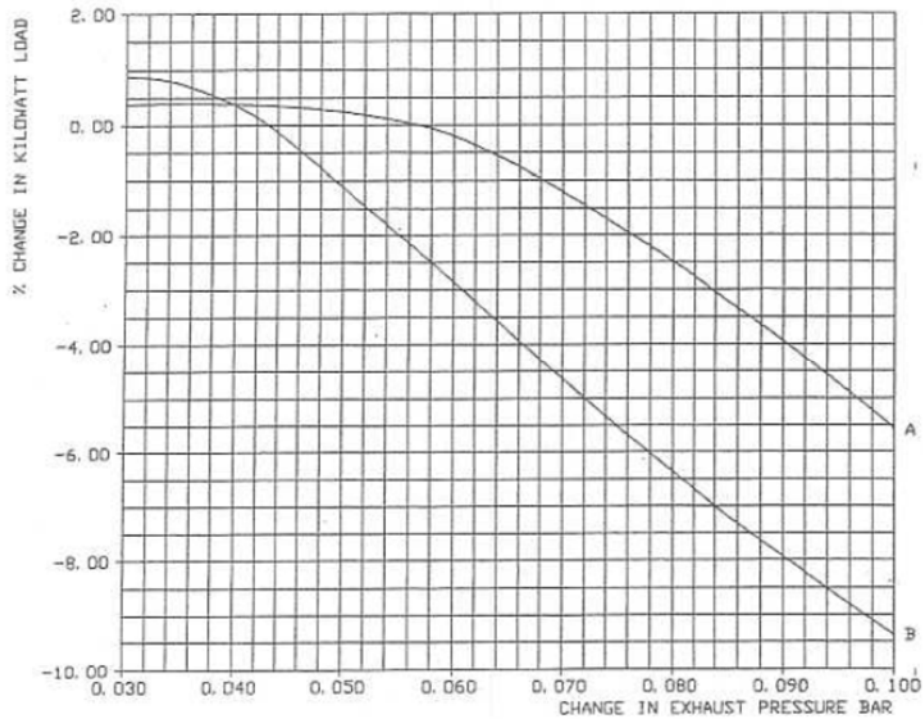
5. Attività e modalità operative

L'effetto diretto di un aumento della contropressione al condensatore ("exhaust pressure") sulle prestazioni energetiche del ciclo combinato è quindi la riduzione della potenza resa dalla turbina a vapore, come mostra la curva di correlazione A (valida in questo caso a pieno carico) che ne descrive l'andamento in funzione della pressione (grado di vuoto) al condensatore.

enipower



5. Attività e modalità operative



enipower



5. Attività e modalità operative

Un altro esempio di variazione delle prestazioni di impianto legate alla temperatura ambiente è quello degli impianti di demineralizzazione a membrane; in questo caso, la diminuzione della temperatura ambiente e quindi quella dell'acqua alimentata comportano, per una linea ad osmosi inversa, un incremento significativo dell'energia assorbita, pur a fronte di un miglioramento delle prestazioni (in termini di capacità di rimozione salina) dell'unità.

E' possibile, in qualche caso, valutare interventi di "stabilizzazione" e controllo della temperatura del fluido di lavoro (condizionamento aria, acqua), ma non sempre a ciò corrisponde un reale beneficio in termini di efficienza energetica. Ad esempio è possibile intervenire sui sistemi di adduzione aria alle turbine a gas (Inlet air cooling), raffreddando l'aria comburente e incrementandone potenza e rendimento, ma ciò si ottiene a spese di sistemi di raffreddamento "esterni" i cui consumi energetici e i cui costi di investimento devono essere attentamente verificati.

5.3.1.2 La pressione atmosferica

Limitando l'osservazione al componente principale degli impianti Enipower, ovvero la turbina a gas, la pressione atmosferica influenza la potenza elettrica e quindi la produzione, ma l'impatto sul rendimento (consumo specifico) è trascurabile.

5.3.1.3 L'umidità relativa

L'aumento di umidità relativa dell'aria ambiente influenza sia la potenza prodotta (aumentandola) che il rendimento (diminuendolo) di una turbina a gas e tale effetto è quanto più marcato quanto maggiore è la temperatura dell'aria. Ciò si spiega naturalmente con il fatto che aumentando l'umidità aumenta la densità dell'aria e quindi la potenza elaborata dalla macchina. L'acqua tuttavia assorbe calore in camera di combustione e quindi a parità di combustibile si riduce la temperatura dei gas che evolvono in turbina, con conseguente leggera diminuzione del rendimento.

Sia in termini di potenza (incremento) che di rendimento (riduzione) l'effetto è comunque modesto in tutto il campo di valori tipici di temperatura e umidità ambiente (es. < 1% tra il 60 ed il 90% di umidità relativa).

L'umidità relativa può essere controllata, almeno parzialmente, mediante sistemi di fogging (ovvero iniezione di acqua finemente nebulizzata all'aspirazione del

enipower



5. Attività e modalità operative

compressore TG). Tali sistemi, installati su quasi tutte le unità della flotta Enipower, consentono di trarre qualche beneficio in termini di potenza erogabile dalla turbina a gas nei periodi più caldi (l'umidità atmosferica è tuttavia molto difficile da prevedere e quindi l'incremento di potenza ottenibile può essere offerto in MGP solo in parte), ma l'impatto sul rendimento complessivo di ciclo è modesto.

L'umidità atmosferica relativa gioca altresì un ruolo fondamentale nelle prestazioni di torri evaporative per la produzione di acqua di raffreddamento. Incrementi di umidità comportano, nel caso di torri miste wet/dry un maggiore ricorso alla sezione dry (aumento portata aria elaborata dai ventilatori) per limitare il fenomeno della formazione del plume atmosferico e, a parità di portata di acqua circolante in torre (e quindi di consumi energetici), un incremento della temperatura dell'acqua refrigerata, con conseguente decadimento delle prestazioni (riduzione grado di vuoto) dei sistemi di condensazione del vapore e quindi della potenza/rendimento del ciclo combinato.

5.3.1.4 Fattore di carico impianto (esiti di mercato MGP ed MSD)

Come già evidenziato a proposito dell'uso e consumo del vettore energetico principale, ossia il gas naturale, un fattore determinante per il raggiungimento di buone prestazioni energetiche è costituito dal fattore di carico delle unità, essendo evidente che più tale fattore aumenta e migliore è il rendimento complessivo delle singole Unità Produttive. Tuttavia tale fattore non è direttamente controllato dalla società. In altre parole esso è il risultato di esiti di offerte sul mercato dell'energia, sia l'MGP (Mercato del Giorno Prima) sia, soprattutto, l'MSD (Mercato dei Servizi di Dispacciamento).

Per la partecipazione a quest'ultimo mercato, la società offre la propria disponibilità a salire o scendere di carico per alcune Unità produttive, in funzione delle necessità di bilanciamento dei flussi di energia per il mantenimento in equilibrio del sistema nazionale da parte di Terna.

Gli ordini di bilanciamento comportano in generale uno scostamento dalle condizioni ideali di funzionamento delle UP, ovvero dal carico base, non controllabili direttamente dal gestore dell'impianto.

enipower



5. Attività e modalità operative

Inoltre, per rispondere a dinamiche di prezzo negative sul mercato dell'energia elettrica, influenzato da una forte presenza di fonti rinnovabili non programmabili e da una sovraccapacità produttiva e crisi di consumi, è sempre più frequente il ricorso ad una programmazione di produzione delle UP al minimo tecnico, ossia il punto di funzionamento più lontano dal rendimento ideale, che consente però di limitare perdite economiche (margini negativi) e garantire la contemporanea produzione di vapore per le necessità dei clienti termici di sito. In alcuni casi si rende opportuno fermare una o più Unità Produttive, specialmente nei fine settimana, laddove sia comunque possibile garantire la ridondanza delle fonti di generazione di energia termica per i complessi industriali ai quali viene ceduta.

Il fattore di carico degli impianti, o in altri termini il loro "grado di utilizzo", è quindi determinante nella valutazione delle **prestazioni energetiche della società**, e sulla base di questo esse debbono necessariamente essere "normalizzate" e valutate.

Un raffronto delle prestazioni energetiche, anno dopo anno, deve quindi necessariamente essere riportato in un piano cartesiano, dove ad un fattore di carico (asse delle ascisse) corrisponde un'efficienza ideale (asse delle ordinate), che la società può raggiungere.

L'efficienza degli impianti di generazione termoelettrica può essere anche espressa, considerandone l'impatto ambientale, in termini di emissione specifica, ovvero kgCO₂/MWh_e o MWh_t. Questo indicatore è assolutamente equivalente al rendimento lordo di generazione, in quanto si associa, in misura stechiometrica, la quantità di CO₂ emessa in ragione del combustibile utilizzato per produrre un'unità di energia elettrica o termica. Il fattore di emissione è quindi una misura interessante dell'efficienza nell'uso dell'energia da fonte fossile. Esso deve tuttavia tenere in considerazione, rapportandovelo, il fattore di utilizzo.

5.3.1.5 Numerosità fermate e avviamenti, determinati da esiti MGP ed MSD

Analogamente al fattore di carico (punto precedente), anche il ricorso a frequenti fermate e avviamenti, in particolare per le Unità Produttive disponibili a questo servizio nel mercato MSD (ovvero quelle non strettamente necessarie per il mantenimento della riserva necessaria alla fornitura di energia termica), contribuisce al peggioramento delle prestazioni energetiche complessive.

enipower



5. Attività e modalità operative

Ciascuna fermata di impianto e quindi il successivo riavviamento, comporta, specialmente nella fase di sincronizzazione dei turbogeneratori con la rete elettrica ed in quella di salita di carico, almeno fino al minimo tecnico, consumi specifici di energia primaria più elevati.

Il combustibile utilizzato dall'Unità Produttiva fino alla sincronizzazione con la rete elettrica, di fatto, viene utilizzato solamente per la produzione di energia termica (quindi con rendimenti elettrici nulli). Quello utilizzato nella fase di salita di carico è associato a rendimenti elettrici ed exergetici molto bassi.

In funzione della durata della fase di salita di carico, variabile a seconda dello stato iniziale dell'impianto (freddo, tiepido, caldo, definizioni associate alla temperatura di parti critiche del generatore di vapore a recupero termico posto a valle della turbina a gas) e della durata della fermata, ogni avviamento può quindi comportare un maggior consumo di gas naturale, il cui volume complessivo, proprio per essere stato indotto da fattori esterni, dovrebbe essere considerato nella valutazione delle prestazioni dell'Unità Produttiva.

Recentemente (2016-2017), su alcune unità produttive della flotta, sono stati apportate modifiche alle logiche di avviamento (c.d. "Fast Start-up"), anche grazie ad interventi sui sistemi di attemperamento del vapore di alta pressione prodotto dalla caldaia a recupero, che consentono di ridurre significativamente i tempi di presa di carico e quindi i consumi specifici di questa fase del ciclo.

Una **normalizzazione** del rendimento in questo caso dovrebbe pertanto tenere conto (defalcandoli) dei consumi di gas associati agli avviamenti e delle rispettive produzioni, oppure almeno tenere traccia del numero di avviamenti o del numero di ore di marcia dell'Unità Produttiva al di sotto del minimo tecnico, in esito a richieste del mercato.

5.3.1.6 Estrazione energia termica dal ciclo

Come ampiamente illustrato in precedenza, gli impianti di generazione di Enipower operano normalmente in regime di **cogenerazione**, ovvero producono energia elettrica ed energia termica contemporaneamente.

L'energia termica estratta dal ciclo a vapore dell'Unità Produttiva (sia essa un ciclo combinato o un impianto tradizionale) incide sulla resa elettrica dell'impianto, per il

enipower



5. Attività e modalità operative

quale aumenta il rendimento di primo principio (ovvero energia "utile" prodotta rapportata all'energia primaria utilizzata), ma si riduce il rendimento di generazione elettrico.

Per questo motivo, al fine di confrontare le prestazioni di un'Unità Produttiva con altre appartenenti allo stesso sito, oppure gestite dalla stessa società in altri siti o da società diverse (competitor) che operano nello stesso settore, si rende necessario depurare gli indici di rendimento dall'effetto dell'estrazione di energia termica dal ciclo.

L'estrazione di vapore determina una perdita di produzione elettrica che viene normalmente espressa utilizzando il concetto di "exergia".

L'exergia, in un sistema termodinamico, è il massimo lavoro meccanico (valutabile per trasformazione ideale o reale) che può essere estratto quando esso è portato in equilibrio con l'ambiente di riferimento.

Nel caso di un ciclo termico Rankine dal quale, come nell'impianto tipo di Enipower, si estrae l'energia termica, il massimo lavoro meccanico è rappresentato dalla potenza elettrica (reale) "persa" per la mancata evoluzione del vapore (sottratto o non alimentato) nella turbina a vapore, considerando che la condizione di equilibrio con l'ambiente sia rappresentata dalla condensazione del vapore e la raccolta del condensato all'interno del "pozzo caldo". In funzione del tipo di sistema di raffreddamento disponibile (aria, acqua) e quindi della minima temperatura raggiungibile, la potenza "persa" per estrazione del vapore può essere maggiore o minore.

Pertanto, per rendere omogeneo un confronto tra unità produttive differenti è opportuno "normalizzare" la produzione dell'unità, associando all'energia termica estratta un equivalente exergetico, ovvero sommando l'energia elettrica prodotta all'energia termica, opportunamente convertita in "potenza persa", tramite opportuni coefficienti exergetici.

In questo modo è possibile determinare e confrontare i rendimenti elettrici o exergetici di unità produttive differenti che operano in cogenerazione, oppure di unità che operano in cogenerazione con altre puramente elettriche (benchmarking).

I coefficienti exergetici, a rigor di logica, dipendono non solo dal livello entalpico al quale il vapore (o altro fluido termovettore) viene prelevato dal ciclo, ma anche dal sistema di condensazione disponibile (riferimento d'equilibrio termodinamico), dal

enipower



5. Attività e modalità operative

fattore di carico dell'impianto (vedi punto precedente) e dalla taglia della turbomacchina nella quale evolve normalmente il vapore (differente rendimento d'espansione).

A seconda del carico in particolare, l'estrazione o la mancata immissione di vapore dalla turbina a vapore, può avere un effetto maggiore o minore, proprio per il diverso rendimento della turbomacchina che lo elabora.

In una visione semplificata o comunque mirata a tenere conto maggiormente dell'andamento del rendimento piuttosto che del suo valore assoluto, questo effetto può essere trascurato. La normalizzazione del rendimento exergetico di impianto tiene quindi conto solamente del livello entalpico dell'estrazione e del tipo di sistema di condensazione del vapore a disposizione.

Ogni sito definisce quindi coefficienti exergetici del vapore propri e caratteristici, funzione dei livelli di pressione e temperatura ai quali viene ceduta l'energia termica per uso tecnologico.

A titolo di esempio si veda la tabella seguente dove sono rappresentati tali coefficienti per sistemi di taglia differente (espressi in **MW_{he}** perso per **MW_{ht}** estratto).

5. Attività e modalità operative

Steam turbine size range	2 to <5MW _e	5 to <10MW _e	10 to <25MW _e	25 to <50MW _e	Above 50MW _e
Typical thermodynamic (isentropic) efficiency	65%	70%	75%	80%	84%
Steam export/import pressure					
21.7 bar	0.200	0.213	0.227	0.244	0.256
14.8 bar	0.185	0.200	0.213	0.227	0.238
11.4 bar	0.175	0.189	0.204	0.217	0.227
7.9 bar	0.164	0.175	0.189	0.200	0.213
3.8 bar	0.139	0.149	0.159	0.169	0.179
2.4 bar	0.123	0.133	0.143	0.152	0.159

Fonte : CEN/CENELEC Workshop Agreement CWA 45547, September 2004

5.3.1.7 Cos φ di lavoro alternatori elettrici

Il cos φ di lavoro degli alternatori elettrici, ovvero lo sfasamento tra potenza attiva e reattiva ai morsetti degli stessi può essere annoverato tra i fattori esterni che incidono sulle prestazioni complessive delle Unità Produttive.

L'efficienza elettrica è massima quando l'alternatore produce unicamente potenza attiva. L'incidenza del cos φ è comunque modesta.

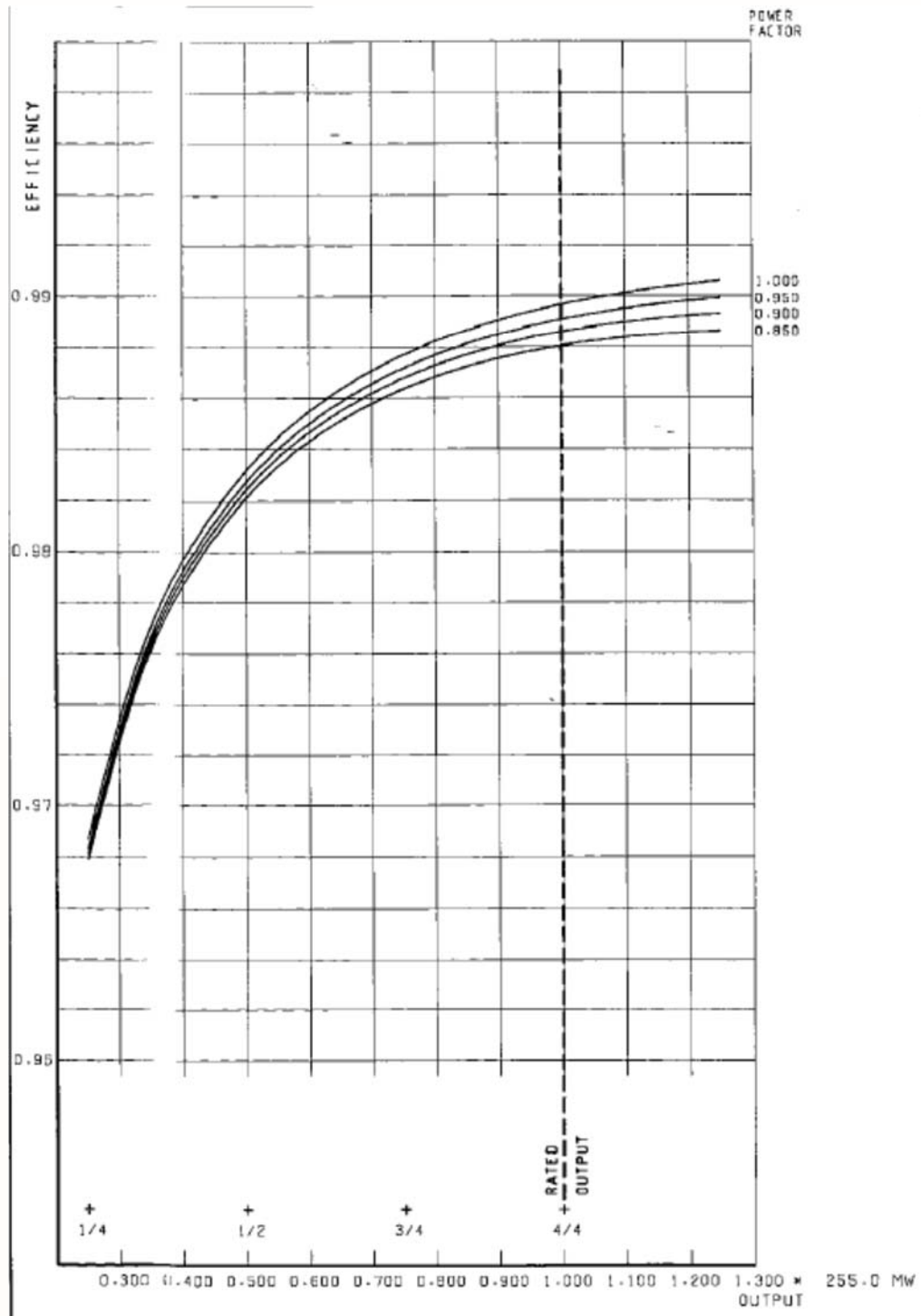
Il cos φ è pari a 1 quando il generatore eroga solo potenza attiva, mentre assume valori inferiori ad uno quando la rete assorbe anche potenza reattiva.

Nella figura che segue è rappresentato il rendimento di un generatore tipo di Enipower da 300 MVA. Si apprezza il differente rendimento di conversione (potenza meccanica TG → potenza elettrica) ai vari carichi ed in funzione del diverso carico di potenza reattiva assorbita dalla rete.

enipower



5. Attività e modalità operative



enipower



5. Attività e modalità operative

5.3.2 Fattori interni

Altri fattori, che incidono sull'efficienza di generazione e quindi sul consumo di energia, possono invece essere controllati, entro certi limiti, adottando opportune misure preventive e correttive (operative, impiantistiche, manutentive) nell'ambito di un Sistema di Gestione dell'Energia che risponda pienamente alle sue finalità.

Tali fattori vengono analizzati nel seguito, con attenzione particolare all'ambito di maggiore influenza del fattore stesso (processo di trasformazione termoelettrico o ausiliari di generazione).

5.3.2.1 Invecchiamento e degrado turbomacchine

Il funzionamento delle turbomacchine, cuore del processo di trasformazione dell'energia primaria in energia elettrica e termica, risente inevitabilmente di un lento e progressivo degrado delle prestazioni termiche e fluidodinamiche associato all'uso ed alle sollecitazioni alle quali sono sottoposte, tanto maggiori quanto più elevate sono la temperatura e la pressione di lavoro, essenziali per il raggiungimento di rendimenti elevati.

La turbina a gas è certamente la macchina termica più sollecitata all'interno di Unità Produttiva tipo di Enipower (stress termico, sollecitazioni meccaniche). Oltre a questa unità anche il generatore di vapore a recupero termico risente di sollecitazioni (fatica termica) significative, soprattutto per l'esercizio a carico variabile.

L'avviamento d'impianto, la sua durata, le ore di esercizio a carico base (temperatura di fiamma elevata), le rampe di carico, la loro frequenza, le fermate programmate ed accidentali in generale concorrono ad incrementare il grado di invecchiamento, che si ripercuote in un decremento delle prestazioni energetiche complessive.

Il rendimento elettrico della turbina a gas risente in modo significativo dell'invecchiamento e dell'usura. Per esprimere questa correlazione vengono stabilite dal costruttore, in sede di progetto, curve di correlazione che descrivono l'andamento del **fattore di ageing** (invecchiamento), in funzione del numero ore "equivalenti" di marcia della turbina a gas.

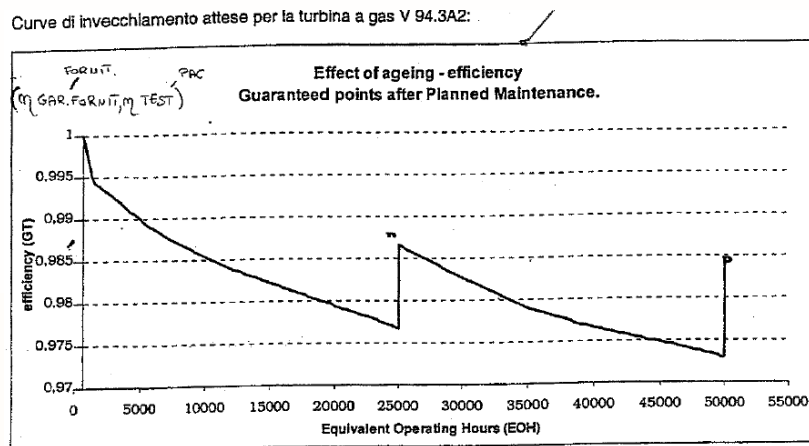
Le ore equivalenti traducono, attraverso apposite correlazioni, fermate programmate ed accidentali o rampe di carico e le rispettive durate o caratteristiche, in ore di marcia, da sommare quindi alle ore effettive nelle quali l'unità è connessa alla rete elettrica o alimentata con combustibile (ore "di fuoco").

enipower



5. Attività e modalità operative

Le curve di “invecchiamento” proposte dai costruttori in genere sono elaborate per tenere conto, cautelativamente, di utilizzi anomali o lontani dalle condizioni di progetto degli impianti, in modo da verificare quindi il rispetto di garanzie contrattuali (sia in fase di costruzione e primo avviamento che in caso di service per esercizio e manutenzione) circa il raggiungimento di indicatori importanti quali potenza resa e rendimento elettrico. Di seguito si riporta la curva di “degrado” delle prestazioni, da applicarsi al rendimento della trasformazione termoelettrica. Analoga curva descrive il decadimento della potenza erogata.



La curva riportata prevede un decadimento del rendimento elettrico di una turbina a gas pari a circa il 2 - 2,5% nell'intervallo di tempo che intercorre tra una fermata generale e la successiva.

Nonostante i margini adottati nel tracciare questo tipo di curve, è innegabile l'effetto pratico dell'esercizio dell'impianto sulle sue prestazioni e, soprattutto, come queste possano essere mantenute in un campo “ottimale”, agendo opportunamente sulla sua manutenzione (frequenza ed estensione di questa, tipologia – preventiva, correttiva).

Normalmente, a monte ed a valle di ciascuna manutenzione/fermata generale, detta anche “Major Overhaul”, viene **rilevato il recupero di efficienza**, frutto dalla sostituzione o revisione di parti danneggiate ed usurate, che può anche essere associato ad altre garanzie di natura contrattuale (ad esempio nel caso venisse attivato un contratto “Global Service”), come ad esempio la minimizzazione della durata della fermata.

enipower



5. Attività e modalità operative

La manutenzione generale in genere viene programmata ogni 3 anni circa, o 24-25.000 ore equivalenti di marcia (vedi grafico precedente).

La minimizzazione degli effetti di invecchiamento, ovvero della conseguente riduzione dell'efficienza, rientra pertanto tra gli obiettivi di miglioramento del SGE. Il gestore di impianto deve quindi valutare il rapporto tra i costi ed i potenziali benefici legati, ad esempio, ad un anticipo o ad un rinvio di alcune tra le misure di recupero a propria disposizione (sostituzione palette, ripristino sistemi di tenuta, etc.).

5.3.2.2 Sporciamento turbine

Il mantenimento della pulizia dei profili palari delle turbomacchine è uno degli obiettivi principali di una buona gestione (azione preventiva) degli impianti di generazione termoelettrica.

Depositi possono modificare in modo significativo le prestazioni (efficienza) sia della turbina gas, sia della turbina a vapore, oltre a rappresentare possibile innesco di fenomeni più onerosi (corrosione, danneggiamento) e quindi fermate indesiderate.

Nel caso della **turbina a gas** lo sporciamento dei profili si combatte utilizzando al meglio o migliorando i sistemi di filtrazione dell'aria comburente e, con particolare riguardo alle prestazioni di carattere ambientale (emissioni), anche del gas combustibile.

L'aria viene filtrata in una camera posta a monte dell'ingresso compressore, mediante filtri ad elevata efficienza.

Il particolato che si accumula sui filtri contribuisce a incrementare la caduta di pressione in aspirazione al compressore e, conseguentemente, a diminuirne l'efficienza. Analogamente, il particolato fine che passa attraverso i filtri e si deposita sulle palette del compressore, oltre a determinarne fenomeni erosivi/corrosivi, può aumentarne il lavoro specifico, peggiorando quindi il rendimento elettrico complessivo.

La rimozione dei depositi può essere effettuata sia con macchina in esercizio (lavaggio on-line) che con macchina ferma (off-line); il primo tipo di lavaggio, che agisce attraverso un sistema che inietta acqua finemente dispersa nel condotto di aspirazione aria della turbina a gas, risulta in genere poco efficace, spostando i

enipower



5. Attività e modalità operative

depositi verso zone del compressore normalmente non interessate dal particolato che sfugge ai filtri, mentre un recupero di rendimento apprezzabile può essere ottenuto solamente con un lavaggio "off-line", con macchina ferma e attraverso un'opportuna soluzione detergente, raccolta da appositi sistemi di drenaggio sistema nella cassa del compressore.

Il migliore sistema resta comunque la prevenzione, ossia un'attenta politica di selezione dei filtri (in questo caso sono determinanti i criteri tecnici di selezione del fornitore o della particolare soluzione tecnologica) e di programmazione della loro sostituzione (manutenzione preventiva).

Considerazioni simili valgono anche per altre tipologie di motori endotermici alimentati a gas naturale, dove il sistema di trattamento dell'aria assume un ruolo rilevante per il mantenimento delle prestazioni energetiche.

Nel caso delle turbine a vapore il problema dei depositi e quindi dello sporco e conseguente perdita di efficienza è strettamente legato alla qualità del vapore e quindi, in ultima istanza, alla gestione della chimica del ciclo termico (incluso naturalmente il presidio della qualità dell'acqua demineralizzata per il reintegro delle perdite e delle produzioni di vapore per i clienti di sito) e dei sistemi di rimozione (meccanici) dei trascinamenti di liquido nel vapore saturo dai generatori (corpi cilindrici).

Una corretta gestione della chimica del ciclo consente di evitare la distillazione di composti inorganici (sali) che condensano formando depositi difficili da rimuovere in zone critiche della turbina a vapore.

La qualità del vapore (ovvero l'assenza di trascinamenti) e la sua purezza (ovvero assenza di sali inorganici disciolti), è essenziale per garantire l'assenza di depositi. I depositi non solo causano sbilanciamenti e perdita di efficienza, ma rappresentano punti di innesco per la corrosione e la formazione di cricche sulla palettatura.

5. Attività e modalità operative

5.3.2.3 Sporramento generatori di vapore

All'interno dei generatori di vapore, siano essi di tipo tradizionale "a fuoco", del tipo "a recupero di calore" (ovvero la maggioranza dei casi di interesse Enipower) o a "scambio termico indiretto" (es. generatori di vapore ad olio diatermico), lo sporramento delle superfici di scambio termico, sia lato processo (acqua/vapore) che lato fumi (zone radianti, convettive), contribuisce a diminuire la produzione di vapore e quindi, in ultima istanza, riduce l'efficienza energetica di generazione.

Lo sporramento, causato sia da una non corretta gestione della chimica del ciclo che da una scarsa qualità dell'acqua demineralizzata di reintegro, può anche determinare situazioni di innesco di corrosione. Questa, specialmente sui banchi economizzatori ed evaporatori può comportare in qualche caso fermate indesiderate di impianto e quindi maggiori costi energetici.

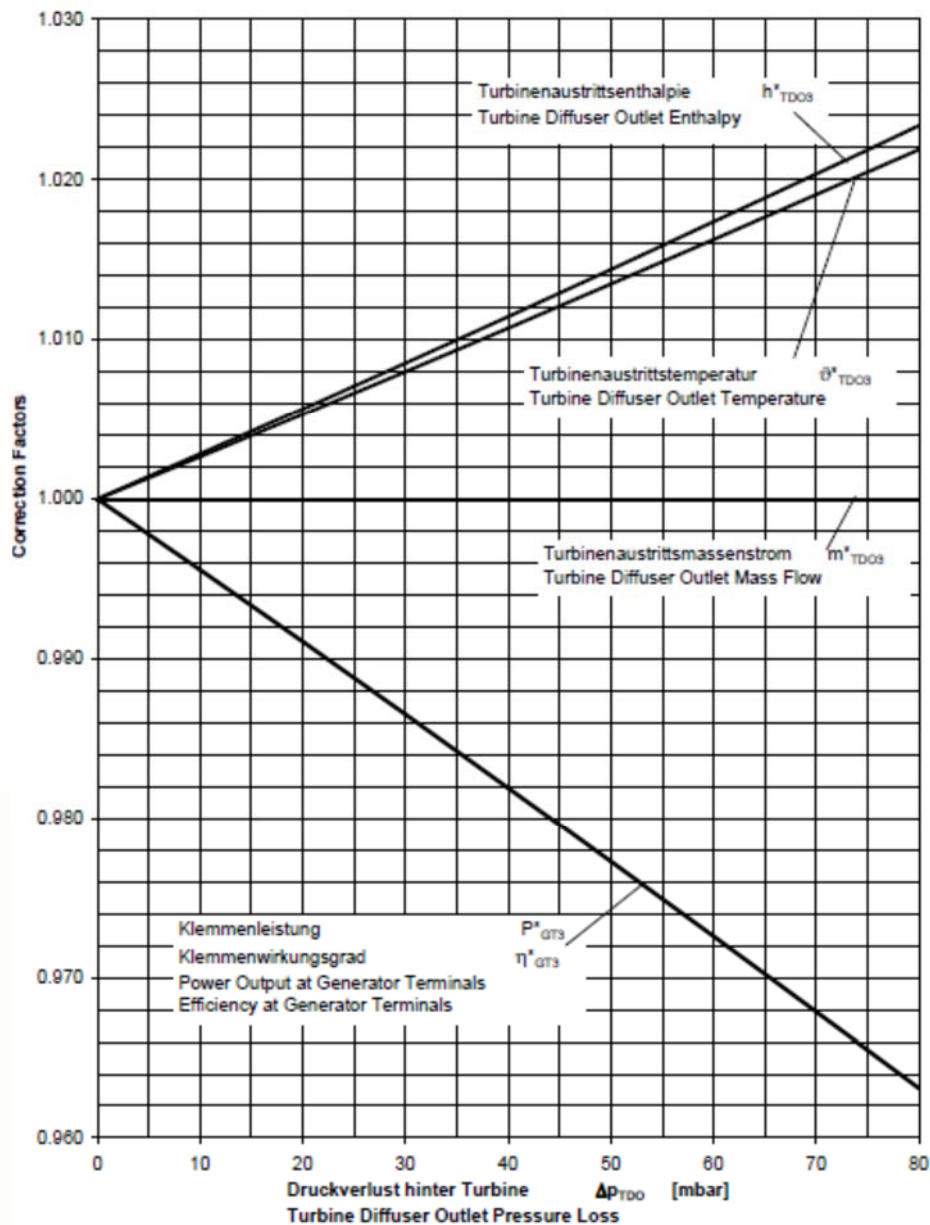
Un altro effetto dello sporramento (lato fumi) delle superfici di scambio termico, certamente più impattante sulle performance energetiche, è l'incremento delle perdite di carico del sistema.

Nel caso di caldaie tradizionali ciò determina, a parità di portata d'aria/fumi elaborata, un incremento dei consumi dei ventilatori aria comburente e/o dei ventilatori estrattori fumi. Nel caso invece dei generatori di vapore a recupero, l'incremento delle perdite di carico, anche nel caso in cui esse siano associate, per esempio, ad un sistema di trattamento emissioni catalitico del tipo DeNOx SCR o CatOx CO, si traduce in una riduzione di rendimento della turbina a gas, che vi convoglia i gas di scarico. Tale riduzione di rendimento (a parità di potenza prodotta, si ha quindi un maggior consumo di gas combustibile) è facilmente stimabile utilizzando apposite curve di correlazione fornite dal costruttore. Si veda ad esempio quella applicabile per una turbina a gas di tipo AE 94.3 A4, rappresentativa della flotta Enipower:

enipower



5. Attività e modalità operative



Lo sporcamento lato fumi sui componenti del generatore di vapore a recupero, non solo può portare ad una progressiva riduzione dell'attività dei catalizzatori (sia i catalizzatori ossidanti per il CO, che quelli riducenti per i NOx), ma può anche indurre fenomeni corrosivi, come ad esempio sulle alette dei banchi economizzatori più freddi, che esaltano l'incremento di perdite di carico e quindi la riduzione del rendimento. E' possibile d'altra parte gestire in modo ottimale la sezione di preriscaldamento dell'acqua alimento, in funzione del carico dell'impianto, per evitare o almeno ridurre la formazione di condense acide e quindi il suddetto fenomeno corrosivo. La formazione

enipower



5. Attività e modalità operative

di condense acide dipende principalmente dal tenore di composti solforati nei gas combustibili utilizzati in impianto.

5.3.2.4 Sporramento sistemi di condensazione vapore

Lo sporramento dei sistemi di condensazione del vapore, ne riduce sensibilmente l'efficienza, causando, a parità di calore scambiato (ovvero di quantità di vapore da condensare) l'aumento della temperatura di condensazione e quindi della contropressione allo scarico delle turbine a vapore.

Il maggiore incremento della pressione di condensazione del vapore nel ciclo termico, è normalmente causato da un aumento di temperatura dell'aria esterna o dell'acqua di raffreddamento (vedi punto 5.3.1.1).

Tuttavia, mentre sull'aumento di temperatura esterna non è possibile intervenire (fattori "esterni"), sul grado di pulizia delle superfici di scambio termico dei circuiti o dei sistemi di condensazione è possibile incidere, con diversi sistemi.

La pulizia delle superfici di scambio termico, in particolare lato acqua di raffreddamento (o aria, con problemi differenti laddove questo è il mezzo sfruttato), dipende da una corretta gestione dei circuiti di distribuzione, sia sotto il profilo chimico (controllo crescita algale e biofouling, controllo deposizione sali incrostanti e corrosione), sia da un punto di vista fisico (rimozione o controllo solidi sospesi). Lo sporramento dei circuiti di raffreddamento induce inoltre un incremento delle perdite di carico (cadute di pressione), a danno dei sistemi di pompaggio che, per mantenere la portata richiesta, incrementano la potenza assorbita.

Un parametro significativo da monitorare in tal senso, laddove sono previste le misure di portata dell'acqua di raffreddamento e di perdita di carico, è il cosiddetto "C" Factor, il cui andamento permette di individuare potenziali situazioni di fouling, sia biologico (microrganismi, alghe) che chimico (deposizione carbonati, fosfati).

Il "C Factor" è calcolato nel modo seguente :

$$C = \frac{\text{Portata acqua di raffreddamento (m}^3/\text{h)}}{\sqrt{\Delta P(\text{bar})}}$$

Il numero ottenuto viene diagrammato nel tempo e confrontato con i valori iniziali di progetto. Il coefficiente C diminuisce, man mano che lo scambiatore si sporca.

5. Attività e modalità operative

Ciò comporta, come già accennato, la necessità di aumentare anche la portata d'acqua per mantenere costanti le prestazioni in termini di temperatura di uscita lato processo. L'aumento di portata induce un'ulteriore perdita di carico, che tuttavia non ha alcuna influenza sul significato restituito dal C Factor.

5.3.2.5 Presidio affidabilità impianti

L'affidabilità degli impianti di produzione è senz'altro uno dei maggiori contributi al mantenimento di elevati livelli di efficienza nell'uso della risorsa energetica.

L'affidabilità, in termini matematici è l'indice della funzionalità intrinseca di un componente o di un sistema. Esprime numericamente la probabilità di corretto funzionamento di un apparato per un certo periodo di tempo in determinate condizioni ambientali e di funzionamento per le quali è stato progettato.

La valutazione dell'affidabilità può riguardare un componente molto semplice, come un diodo, un interruttore, una valvola oppure un sistema complesso come un ciclo combinato o, più in generale, un impianto di produzione industriale.

L'affidabilità di sistemi complessi dipende, ovviamente, da quella delle parti che li compongono attraverso precise relazioni matematiche.

Se non si verificano guasti, l'apparato è affidabile al 100%; se la frequenza dei guasti è molto bassa, il livello di affidabilità risulta accettabile; se la frequenza di guasto è alta l'apparato è inaffidabile.

L'affidabilità in genere è un concetto posto in relazione all'importanza dell'apparato dal punto di vista operativo e della sicurezza, ma è altrettanto importante dal punto di vista dell'efficienza energetica.

Blocchi di impianto accidentali infatti, oltre a causare perdite di produzione (e quindi danni economici rilevanti, come sancito anche all'interno del contratto di Tolling), comportano inevitabilmente anche costi energetici importanti, a causa dei maggiori consumi legati ai periodi di riavviamento (consumo "a perdere" nelle fasi di sincronizzazione dei turboalternatori e ridotte efficienze di generazione al di sotto dei carichi minimi ambientali) delle Unità Produttive.

Le attività da mettere in atto per ottenere che un impianto industriale funzioni correttamente nel tempo e non si guasti sono costituite da:

- accurata progettazione (e quindi qualità del materiale acquistato);

enipower



5. Attività e modalità operative

- corretta costruzione;
- rigoroso collaudo;
- opportuna manutenzione in esercizio, per ridurre al minimo i guasti da "usura" e quelli "casuali".

Assume pertanto una grande rilevanza la pianificazione della manutenzione dei sistemi nel corso del loro impiego. Per assicurare il corretto funzionamento di componenti e sistemi è necessario evitare che l'usura degli stessi arrivi a livelli tali da provocare avarie gravi limitando il tempo di impiego al periodo di 'vita utile' (anche per componenti semplici).

Per questo deve essere garantito un accurato piano di ispezioni che consentano di rilevare il deterioramento delle apparecchiature prima che il degrado raggiunga livelli inaccettabili e un piano di sostituzioni dei componenti prima del completamento della loro 'vita utile'.

L'ingegneria ed i programmi di manutenzione, comprendenti le valutazioni di affidabilità, costituiscono dunque un'attività imprescindibile per qualunque sistema di gestione dell'energia, proprio per i riflessi di ciascun guasto sull'uso delle risorse.

Enipower risponde a questa esigenza, attraverso un'attenta programmazione della manutenzione, la verifica dei risultati al termine delle attività previste e, soprattutto, con la condivisione delle esperienze di buona gestione operativa tra i diversi siti produttivi (knowledge management).

La diffusione di buone pratiche gestionali o di misure correttive in generale parte dall'analisi dei disservizi o di eventi particolari occorsi. Viene redatto un Report tecnico nel quale è descritto l'evento che ha comportato il blocco di un'unità di produzione o interruzioni delle forniture di vapore / energia elettrica ai clienti di sito, con ricadute significative in termini di produttività e ambiente.

In tale Report tecnico sono quindi descritte anche le azioni correttive o di miglioramento suggerite dall'anomalia che ha causato il disservizio, con lo scopo di evitare per quanto più possibile il suo ripetersi.

In casi particolari il Report tecnico viene redatto a seguito di disposizioni legislative, studi tecnici di settore da parte di enti autorevoli (tipo, a titolo indicativo e non esaustivo, CEI, UNI, IIS, CESI) o studi specifici, nei quali sono proposte azioni per aumentare l'affidabilità degli impianti.

enipower



5. Attività e modalità operative

La valutazione del contenuto di tali report, con particolare riferimento alle azioni correttive proposte, viene condivisa tra le strutture tecniche di stabilimento e di sede. Per ciascuna singola azione correttiva approvata, vengono individuati:

- gli impianti su cui applicarla.
- il responsabile dell'attuazione delle attività previste.
- le tempistiche di sviluppo.
- una valutazione dell'impatto economico stimato per la realizzazione.

I dettagli di questa modalità di condivisione e sistema di miglioramento dell'affidabilità degli impianti sono contenuti all'interno di un'Istruzione operativa di società dal titolo "Report disservizi delle unità di produzione (Scheda di Evento e Scheda Proattiva)". I report sono disponibili in un sito intranet di condivisione (SharePoint).

5.3.2.6 Selezione degli assetti di esercizio

Gli impianti di Enipower, a differenza di quelli di altri competitor del settore elettrico, svolgono una parte essenziale del proprio servizio nella fornitura di energia termica (vapore tecnologico) agli impianti di processo dei clienti coinsediati nei siti industriali o alle utenze civili/residenziali (rete di teleriscaldamento).

Una buona parte dei clienti industriali serviti da Enipower gestisce impianti di processo a ciclo continuo ed a rischio di incidente rilevante (definiti ai sensi del D.Lgs 334/99 e s.m.i.), ovvero impianti (processi petrolchimici e raffineria) che richiedono la fornitura di energia termica con un elevato grado di affidabilità e disponibilità.

Per questo motivo, in ciascun sito nel quale opera, Enipower esercisce in parallelo, laddove tecnicamente possibile, almeno due fonti indipendenti di vapore, in modo da garantire il mantenimento di livelli minimi di servizio (in presenza di procedure di distacco di carichi interrompibili, non essenziali) in caso di guasto accidentale di una di queste.

Una gestione ottimale della riserva produttiva può, a seconda delle condizioni esterne (mercato elettrico, condizioni ambientali), risultare in un utilizzo più o meno efficiente della risorsa energetica, proprio a causa del vincolo della fornitura di vapore. Tale vincolo è, cionondimeno, dal punto di vista energetico, un evidente vantaggio

enipower



5. Attività e modalità operative

(cogenerazione) nella maggior parte dei casi, consentendo significativi risparmi di energia primaria per il sistema (valutati attraverso indici specifici come l'IRE, indice di Risparmio energetico).

Nel caso di configurazioni impiantistiche complesse dove sono presenti anche cicli termici tradizionali o Unità Produttive in grado di assumere assetti diversi (carico modulabile entro ampi margini, maggiore o minore ricorso alla condensazione o allo stoccaggio di energia), l'adozione di un particolare assetto, rispondente a criteri di **ottimo economico** (es. ridotta esposizione al mercato elettrico in caso di prezzi non remunerativi e quindi marcia al minimo tecnico ambientale) può anche condurre ad una non ottimale performance energetica.

Un caso particolare è costituito dal sistema di stoccaggio energetico costituito dai serbatoi di accumulo dell'acqua surriscaldata nella centrale cogenerativa di Bolgiano, grazie ai quali è possibile gestire in modo separato e differito nel tempo la produzione di energia elettrica e di calore. L'acqua surriscaldata viene prodotta per recupero termico ed accumulata quando è più conveniente produrre ed immettere in rete energia elettrica, mentre viene scaricata dai serbatoi quando (ore centrali o notturne della giornata) la domanda termica è comunque presente, ma non conviene produrre e vendere energia elettrica.

La turbina a gas installata, in virtù della tecnologia adottata (derivazione aeronautica) e dei buoni rendimenti di generazione elettrica, consente frequenti e rapidi accensioni e spegnimenti, mentre i motori endotermici a gas, caratterizzati da elevati rendimenti elettrici, assicurano la produzione di base che viene comunque assorbita dal sistema, indipendentemente dalle condizioni ambientali esterne e dalla domanda termica.

Quindi la domanda termica ed elettrica viene generalmente soddisfatta con i motori; tuttavia, nelle fasce orarie caratterizzate da prezzi dell'energia elettrica particolarmente elevati (a cavallo di alba e tramonto, quando gli impianti fotovoltaici ormai molto diffusi, non erogano energia ma la domanda di sistema è comunque elevata) può essere messa in marcia la turbina a gas, inviando l'eccedenza del calore recuperato a stoccaggio termico; il calore accumulato viene poi utilizzato svuotando i serbatoi nelle ore a maggiore domanda termica (pomeriggio e sera).

enipower



5. Attività e modalità operative

La nuova configurazione, primo esempio in Eni di stoccaggio di un vettore energetico di una certa rilevanza, offre diversi vantaggi:

- Rende possibile l'operatività delle macchine cogenerative durante i periodi di bassa domanda di calore. Ciò riduce la frequenza di accensioni e spegnimenti dei motori e permette maggiori accensioni del Turbogas.
- Soddisfa per un breve periodo una domanda di calore maggiore di quella massima erogabile dalle macchine cogenerative disponibili. Ciò incrementa l'operatività delle macchine cogenerative e riduce l'attivazione delle caldaie di back-up / sostegno.
- Per contro permette, per limitati periodi di tempo, il soddisfacimento di una domanda di calore più bassa di quella minima erogabile dalle macchine cogenerative, riducendo l'attivazione delle caldaie di sostegno.
- Consente una maggiore operatività del Turbogas a pieno carico (in alternativa ai carichi parziali), ovvero ad efficienza operativa maggiore.
- Permette, infine, un'ottimizzazione temporale dell'operatività delle macchine cogenerative, in particolar modo del Turbogas; il sistema può infatti operare maggiormente durante i periodi di alti prezzi elettrici, dirottando il calore non assorbito dall'utenza al sistema dei serbatoi di accumulo.

Un altro fattore essenziale per l'incremento delle prestazioni energetiche della centrale di cogenerazione asservita alla rete TLR è la gestione della temperatura di mandata e, soprattutto, di quella di ritorno dalla rete.

All'interno della rete di teleriscaldamento servita dalla centrale di Bolgiano, il fluido termovettore utilizzato è l'acqua, che viene inviata a circa 110-125°C e ritorna in centrale a 80-100 °C. La temperatura di ritorno dipende dalla regolazione di portata nelle sottostazioni di scambio termico delle utenze e dal tipo di terminali di riscaldamento dei destinatari: mentre i normali radiatori (termosifoni) richiedono temperature di esercizio di circa 75 °C, vi sono terminali che richiedono temperature di esercizio inferiori, come i ventilconvettori (45 °C) e i pannelli radianti (35 °C) permettendo quindi temperature di ritorno inferiori. La riduzione della temperatura di ritorno permette di massimizzare i recuperi termici in centrale (in particolare dai sistemi di recupero del calore dei motori endotermici) e quindi il rendimento di primo principio.

enipower



5. Attività e modalità operative

La selezione dell'assetto di esercizio rappresenta quindi uno strumento potenziale a disposizione del gestore per individuare, se sostenibile economicamente, anche la migliore soluzione energetica.

5.3.2.7 Adeguato dimensionamento macchine e trasformatori

La selezione o la verifica dei componenti di impianto, **specialmente quando si rende necessaria la loro sostituzione per il raggiungimento del "fine vita" utile**, rappresenta uno snodo essenziale per la promozione di azioni di miglioramento dell'efficienza energetica.

Un corretto dimensionamento di **macchine operatrici** ampiamente diffuse negli impianti (pompe, ventilatori, compressori etc.) e dei rispettivi sistemi di azionamento (motori, turbine) e controllo (valvole, regolatori di velocità) consente di ridurre in modo efficace l'uso della risorsa energetica, specialmente in tutti i casi nei quali le mutate condizioni al contorno per le Unità Produttive (es. riduzione prelievi di vapore, riduzione fattore di carico medio impianti etc.) consentono di adeguare portata e prevalenza.

In genere il mantenimento di margini eccessivi nella selezione delle macchine operatrici (margini spesso necessari per adattare la capacità a differenti condizioni ambienti e di carico impianto), porta le stesse ad operare, specie laddove è previsto un servizio continuo, in punti di funzionamento lontani dal Best Efficiency Point (BEP). Una misura di mitigazione applicabile, da valutare caso per caso, è per esempio l'introduzione di sistemi di azionamento a velocità variabile (VSD), i quali consentono di adattare il punto di lavoro delle macchine alle reali necessità e condizioni di processo.

I servizi tecnici della società, in particolare i presidi presenti nei siti produttivi, si fanno normalmente carico di questa valutazione.

Anche per **macchine statiche** un corretto dimensionamento è essenziale per limitare perdite ed inefficienze. Un caso tipico è rappresentato dai trasformatori elettrici che, in caso di sottoutilizzo, comportano perdite a vuoto indipendenti dalla potenza che viene effettivamente trasmessa, tanto maggiori quanto inferiore è la taglia.

5. Attività e modalità operative

L'audit energetico condotto nel 2016 sui sistemi di raffreddamento a torre evaporativa dei siti di Ferrara (Sef) e Brindisi ha evidenziato, tra le possibili aree d'intervento, anche quella della rilevazione, misura ed eventuale riduzione dei prelievi di **energia reattiva** dai quadri che alimentano i servizi ausiliari di centrale.

In particolare i **motori elettrici a servizio dei ventilatori**, alimentati a 6 kV in entrambi i casi, sono risultati sovradimensionati (sin dalla fase di prima installazione), rispetto alle effettive esigenze di processo (Sef FERR 165 kW_fan/200 kW_mot; BRIN 210 kW_fan/250 kW_mot).

Questo comporta, in esercizio, un **significativo sfasamento** tra tensione applicata e corrente e quindi un incremento delle perdite di distribuzione interne a parità di potenza attiva impegnata.

In alcuni casi il fattore di potenza osservato sui quadri MT risultava inferiore a 0,7 (a DCS è spesso disponibile solo la corrente assorbita).

La struttura tariffaria dell'EE per i "consumatori" prevede in effetti, nuove e più pesanti penalità per i prelievi di energia reattiva dal 01/01/2016 (delibera AEEGSI, 180/2013/R/EEL che aggiorna il TIT).

Le penali vengono applicate dal DSO (distributore concessionario, o dal gestore di una RIU secondo modalità proprie) ai clienti finali non domestici con potenza impegnata superiore a 16,5 kW, connessi in BT, ed ai clienti connessi in MT e AT nelle fasce orarie F1 ed F2.

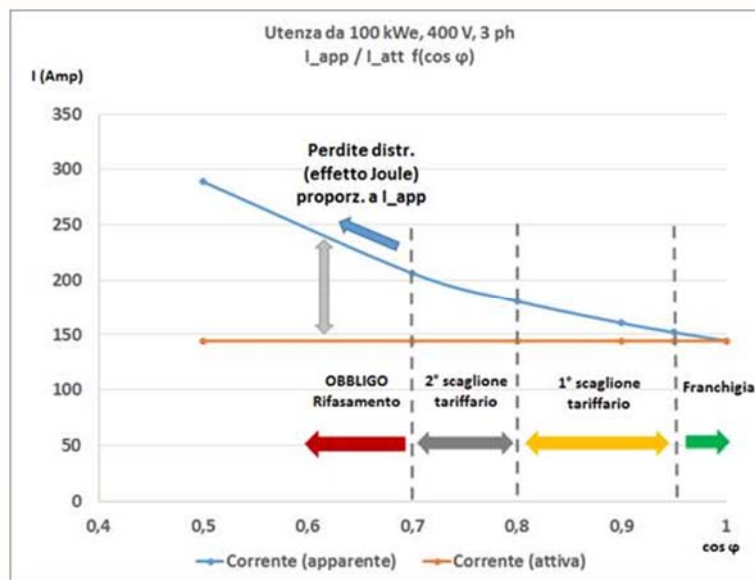
Il livello minimo accettato del fattore di potenza istantaneo ($\cos\phi$) in corrispondenza del massimo carico per prelievi in periodi «peak» è pari a 0,9, mentre il livello minimo medio mensile non deve risultare inferiore a 0,7.

All'utente «virtuoso» che assorbe potenza con $\cos\phi = 0,9$, viene comunque richiesto il pagamento di una tariffa specifica, a meno che questi non riporti il $\cos\phi$ a 0,95 mediante rifasamento o interventi sul proprio sistema di consumo.

L'energia reattiva (KVAhr), determina effetti generalmente negativi rispetto al transito di energia attiva (kWh), ovvero a parità di energia attiva trasportata, si ha un maggior utilizzo delle reti e quindi maggiori perdite di energia elettrica (corrente nominale che transita è maggiore) ed aumenti delle cadute di tensione.

5. Attività e modalità operative

A puro titolo di esempio, nel seguente grafico è riportato, per un utenza BT trifase da 100 KWe, l'andamento della corrente che transita sui conduttori in funzione del fattore di potenza effettivo.



5.3.3 Fattori statici (Benchmarking)

Nella valutazione delle performance energetiche degli impianti di generazione termoelettrica occorre tenere in debita considerazione anche una serie di fattori esterni statici, ovvero che non cambiano di norma nell'operatività quotidiana (come ad esempio esiti di mercato o parametri meteorologici e ambientali), ma che incidono sul calcolo di alcuni indici di prestazione, individuando i riferimenti più opportuni per poter fare confronti significativi (benchmarking) con unità di produzione simili o per costruire indicatori di più alto livello :

- taglia dell'impianto e sua classe tecnologica
- anno di costruzione o entrata in servizio dell'impianto
- tipo di combustibile utilizzato (gassoso, liquido o solido, di origine fossile o vegetale, sintetico o naturale etc.)
- vettore termico distribuito (acqua calda, vapore)

enipower



5. Attività e modalità operative

Tutti questi fattori condizionano la scelta dei rendimenti di riferimento da adottare nella valutazione dell'indice di risparmio energetico PES (riferimento Direttiva 2012/27/CE - Efficienza energetica e Decisione della Commissione EU del 21 dicembre 2006 che fissa valori di rendimento di riferimento armonizzati per la produzione separata di elettricità e di calore in applicazione della direttiva 2004/8/CE, sostituita dalla 2012/27/CE, aggiornata da REGOLAMENTO DELEGATO (UE) 2015/2402 DELLA COMMISSIONE del 12 ottobre 2015) o del precedente IRE, per la determinazione della cogeneratività secondo il disposto della delibera 42/02 dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.

Fattori come ad esempio il **servizio prevalente** dell'Unità Produttiva (Base-load, riserva, calda o fredda), la sua **connessione ad una Rete di Teleriscaldamento**, la sua **collocazione geografica**, la **tipologia di clienti dell'energia termica** – raffreddamento/riscaldamento, fornitura continua/stagionale – dovrebbero essere utilizzati per valutarne e confrontarne le prestazioni complessive, in particolare il rendimento medio annuo (fuel efficiency).

Altri fattori possono essere identificati come **vincoli**, nel senso che possono condizionare il raggiungimento di performance energetiche migliori, per garantire il soddisfacimento di performance **ambientali** più stringenti, conseguenza di obblighi normativi o di adesione a protocolli di miglioramento di natura volontaria.

Ad esempio, limiti emissivi particolarmente difficili da rispettare su alcuni inquinanti (es. NOx) comportano maggiori limitazioni per quei parametri (es. temperatura di fiamma e/o di ingresso turbina) che invece, a parità di altre condizioni (tipologia di materiali impiegati, progetto fluidodinamico), determinerebbero prestazioni energetiche migliori se aumentati.

I sempre più restrittivi limiti ambientali, frutto di una normativa europea e nazionale più sensibile ed attenta all'inquinamento atmosferico (vedi direttiva europea IED), vengono recepiti all'interno delle Autorizzazioni Integrate Ambientali (nazionali o locali), spesso con conseguenze indirette importanti sull'efficienza energetica.

Si citano ad esempio, tra i più recenti adeguamenti impiantistici richiesti ad Enipower da parte delle autorità competenti o nell'ambito di accordi volontari (es. protocollo EMAS), con conseguenze apprezzabili sui consumi di energia, l'introduzione di bruciatori VeLoNOx sui gruppi a ciclo combinato da 390 MWe per il raggiungimento

enipower



5. Attività e modalità operative

di concentrazioni di NO_x nei fumi inferiori a 30 mg/Nm³ @ 15% O₂ nei fumi secchi (limitazione alla massima temperatura di combustione) e quella di sistemi catalitici per l'abbattimento delle emissioni di CO ai bassi carichi.

5.4 Usi energetici : analisi di significatività

Sulla base di quanto argomentato nel precedente paragrafo 5.2, e di quanto previsto dalla Procedura **"Pianificazione Energetica : analisi, indicatori di prestazione, obiettivi"** è stata aggiornata l'analisi di significatività, differenziando tra:

- usi energetici caratteristici del processo di trasformazione termoelettrico, nel qual caso l'energia è la materia prima prevalente, come per esempio il minerale ferroso per un'acciaieria o il grezzo per una raffineria;
- usi energetici relativi al funzionamento dei servizi ausiliari di impianto, siano essi propri di ciascuna Unità Produttiva, siano essi quelli comuni, per la produzione di utilities; per questi usi energetici è possibile ricondurre l'analisi a situazioni simili ad altri contesti industriali nei quali l'energia rappresenta una componente del processo produttivo.

Nel caso del processo di trasformazione termoelettrico proprio di Enipower, gli usi individuati sono significativi, poiché l'energia rappresenta non solo il principale "elemento" in ingresso del sistema, ma anche l'unico prodotto di interesse.

Nel caso invece dei servizi ausiliari di generazione o degli impianti di produzione e distribuzione utilities, l'analisi è stata condotta verificando il peso relativo di ciascun uso energetico all'interno del sito produttivo e la variabilità dei KPI correlati (Indicatori di prestazione associati agli usi energetici individuati).

I consumi associati agli usi energetici o centri di consumo dei sistemi ausiliari identificati, sono stati registrati nell'apposito **"Registro degli Usi Energetici"** per un periodo di riferimento di quattro anni e convertiti, mediante opportuni fattori di conversione ivi indicati, in Tep (energia primaria), in modo da poterne determinare il peso relativo (sul totale) su basi omogenee.

Negli allegati 1-6 sono schematizzati, per gli **stabilimenti produttivi di Enipower** ed in modo semplificato, l'insieme dei vettori energetici in ingresso sia al processo di trasformazione termoelettrico che alle diverse sezioni degli impianti ausiliari.

enipower



5. Attività e modalità operative

Negli stessi schemi sono indicati i principali “prodotti” degli stabilimenti, a partire dai quali sono stati definiti e calcolati (secondo i criteri dell’Allegato C alla Procedura “Pianificazione energetica”) gli indicatori di consumo specifico.

I valori dei KPI sono riportati in una cartella dedicata del “Registro degli Usi Energetici”.

Per i dettagli della valutazione di significatività nel periodo considerato (2014-2015, 2016 e 2017) si rimanda agli specifici **“Registro degli Usi energetici”, compilati per ciascun sito produttivo di Enipower ed aall'allegato 1 dell'aggiornamento della Baseline Energetica 2018**

Gli usi termoelettrici ed i relativi indicatori di prestazione sono inoltre riportati in un documento a parte che aggrega i valori di tutti i siti (ove possibile), per la determinazione ed aggiornamento del riferimento iniziale della società (Baseline).

enipower



5. Attività e modalità operative

5.5 Usi energetici : le aree di miglioramento

In questo paragrafo vengono elencate alcune aree di miglioramento o soluzioni da verificare, suddividendole tra i centri di consumo caratteristici del settore e quelli relativi ai servizi di stabilimento ed agli ausiliari di generazione.

Le opportunità di miglioramento con impatto più significativo e più facili da tradurre in interventi impiantistici o accorgimenti operativi, vengono dettagliatamente descritte nell'apposito Registro delle Opportunità.

Non vengono presi in considerazioni upgrading tecnologici o sostituzione di turbomacchine, in quanto valutazioni di questo tipo, che implicano anche considerazioni di tipo strategico (mutamento scenari di mercato, nuove tecnologie, nuovi scenari regolatori, processi autorizzativi) esulano dalle finalità della presente Analisi energetica, la quale considera esclusivamente la dotazione attuale degli impianti.

5.5.1 Processo termoelettrico

- Sistemi di filtrazione aria comburente (incremento prestazioni e riduzione perdite di carico);
- Sistemi anti-icing compressore della turbina a gas (controllo modulante spillamento);
- Recupero termico da fumi scaricati al camino (economizzatori, riduzione ricircolo preriscaldatori), ottimizzazione gestione HRSG;
- Controllo temperatura aria comburente TG (inlet cooling, wet compression);
- Monitoraggio tenute compressore e turbina a gas (perdite trafilamenti)
- Controllo performance condensatori (utilizzo back-up estivo torri di raffreddamento per riduzione pressione al condensatore);
- Verifica possibile integrazione sistemi di stoccaggio energia per incremento fattore di carico medio impianti;
- Gestione "on-condition" delle stazioni di attemperamento del vapore ingresso turbina;
- Sistemi DeNOx con Steam Injection per l'abbattimento delle emissioni di NOx (valutazione sostituzione con DLN);
- Preriscaldamento gas naturale alimentato alla turbina a gas;

enipower



5. Attività e modalità operative

- Recupero termico spurghi dei generatori di vapore;
- Monitoraggio e controllo sfiato degasatore caldaia a recupero;
- Controllo sistemi di tenuta turbina a vapore;
- Recupero termico condense di impianto;
- Isolamento termico delle turbomacchine più performanti;
- Sistemi di misura e contabilizzazione dell'energia termica distribuita (integrazione e miglioramento misure esistenti)
- Controllo dei drenaggi ed in generale degli spurghi di impianto;
- Ottimizzazione dei riscaldamenti di tratti di tubazione o parti di impianto mantenute in riserva.

5.5.2 Servizi ausiliari di generazione, produzione utilities, reti di distribuzione di stabilimento

- Motori (nuovi e/o sostituzione degli esistenti) ad elevata efficienza;
- Sistemi di azionamento a velocità variabile (VSD su pompe funzionanti a carichi variabili);
- Sostituzione e/o ridimensionamento macchine operatrici (pompe, ventilatori, compressori) o statiche (trasformatori, UPS) con soluzioni più efficienti;
- Integrazione sistemi di stoccaggio energia;
- Sistemi di misura e contabilizzazione energia elettrica e/o termica servizi ausiliari;
- Sistemi di recupero pressione (es. turbo-espansori accoppiati a sistemi di riduzione per laminazione della pressione del gas naturale, recupero idraulico da impianti di dissalazione acqua a membrane o di distribuzione acqua di raffreddamento);
- Ottimizzazione sistemi di esportazione vapore (riduzione ricorso alla laminazione);
- Integrazione pompe di calore ad assorbimento o elettriche nei sistemi di riscaldamento (stazione riduzione e misura gas naturale, edifici, capannoni etc.);
- Gestione spurghi (verifica possibile incremento cicli di concentrazione) torri evaporative;
- Sistemi di illuminazione a basso consumo (edifici, capannoni);

enipower



5. Attività e modalità operative

- Isolamento edifici e sistemi di controllo della temperatura;
- Integrazione fonti rinnovabili elettriche (fotovoltaico) e termiche (pompe di calore) per sale tecniche, uffici;
- Integrazione sistemi trigenerativi ad assorbimento per impianti di condizionamento
-

5.6 Criteri per l'individuazione del riferimento energetico (Energy Baseline)

La crisi economica degli ultimi anni che ha investito la maggior parte dei settori produttivi del paese e la crescente diffusione delle fonti rinnovabili elettriche non programmabili (solare fotovoltaico ed eolico), con la conseguente riduzione del fattore di utilizzo degli impianti di generazione a gas (che incide sulla loro efficienza complessiva), hanno determinato una progressiva diminuzione dei consumi di energia primaria da fonte fossile (valori assoluti) e dei rendimenti di generazione. Questa tendenza è confermata anche per gli anni successivi all'emissione della prima Baseline Enipower (2011-2014) ovvero il periodo 2015-2017, seppure in presenza di una leggera ripresa economica.

Si ritiene ancora adeguato adottare, quale riferimento, una **media degli indicatori di prestazione** (come definiti nell'allegato C procedura "Pianificazione Energetica") calcolata in un ampio periodo di riferimento (minimo triennale).

La raccolta dei dati di prestazione della società Enipower è stata estesa al nuovo triennio 2015-2017, in aggiunta a quelli del periodo 2011-2014 della prima valutazione condotta.

Sono quindi stati raccolti e rielaborati dati di produzione e consumo ed indicatori di prestazione degli anni 2014-2017. La grande quantità di dati raccolta conferisce robustezza ed affidabilità all'analisi di significatività degli usi energetici che ne è conseguita.

La media, almeno per gli indici di prestazione specifici, è ponderata sul valore exergetico della produzione, per il quale i volumi di energia termica distribuita sono convertiti in produzione elettrica "equivalente" negli anni considerati.

enipower



5. Attività e modalità operative

La scelta di un riferimento temporale di tale ampiezza consente di cogliere una caratteristica tipica degli impianti di generazione termoelettrica, specie di quelli a ciclo combinato.

Normalmente infatti si ha una fermata di tipo "major overhaul" (revisione generale) per ogni UP, a cadenza triennale (circa 24.000 ore di "fuoco" per la turbina a gas), intervallata da una o più fermate parziali "minor inspections", in genere a cadenza annuale, in funzione delle necessità.

I periodi di fermata hanno una durata che si aggira mediamente intorno ai 30-35 gg. nel caso delle "major" e 7-10 gg per le "minor". Il periodo considerato consente quindi di ridurre la significatività, se non addirittura di annullare l'effetto di una diversa ripartizione dei fuori servizio delle singole Unità Produttive nell'arco temporale, sia per la numerosità delle Unità Produttive, sia per il fatto che i cicli di manutenzione sono temporalmente sfalsati per ciascuna di esse.

In sede di Riesame della Direzione dei sistemi di gestione può tuttavia essere considerata e conseguentemente valutata l'eventuale sovrapposizione di più fermate di tipo "major" nell'arco temporale esaminato, che potrebbe comportare leggeri scostamenti dei volumi produttivi (quindi non risultanti da sfavorevoli condizioni di mercato), ma non delle prestazioni energetiche complessive (rendimenti in particolare).

Il criterio di individuazione ed il riferimento energetico possono essere eventualmente aggiornati, in sede di Riesame della Direzione, a valle di importanti modifiche organizzative (estensione o riduzione dei confini del Sistema di Gestione) tecnologiche e di processo (adozione nuova classe di turbine a gas) o di modifiche legislative, regolamentari o d'altro genere che richiedono il monitoraggio di indicatori diversi o espressi e normalizzati in modo differente.

La **Baseline energetica aggiornata (2018)** è riportata in un'apposita relazione, che evidenzia anche in forma grafica l'andamento degli indicatori di prestazione degli usi energetici significativi, in particolare anche in relazione agli effetti di azioni di miglioramento concluse ed i cui risultati possono aver inciso in modo apprezzabile sugli stessi, e commenta l'andamento di quelli relativi ad altri usi energetici.

enipower



5. Attività e modalità operative

5.7 Sviluppi futuri ed aggiornamento analisi energetica

L'analisi energetica iniziale verrà rivista periodicamente (almeno ogni tre anni), ma soprattutto a seguito di importanti cambiamenti di tipo :

- **organizzativo**; ad esempio ristrutturazioni aziendali, cessione di attività, incorporazione asset produttivi etc.;
- **contrattuale**; ad esempio il mutamento dei vincoli e delle obbligazioni derivanti dai contratti di tolling, di fornitura o acquisto di utilities;
- **regolatorio**; regolamenti e linee guida da recepimento nazionale direttiva UE sul tema efficienza energetica, emanazione nuovi Regolamenti UE sugli Energy Related Products, provvedimenti dell'AEEG, linee guida GSE, linee guida Eni Corporate, etc.;
- **tecnologico**; ad es. introduzione sul mercato di upgradings per turbomacchine, nuove tecnologie di stoccaggio energia, macchine a maggiore efficienza etc.

Anche lo **scenario energetico** sarà costantemente monitorato, in modo da recepire l'aggiornamento di nuovi riferimenti tecnici (rendimenti di riferimento, fattori di conversione energetica, composizione mix energetici nazionali), i risultati di studi tecnico/scientifici di settore (es. valutazioni perdite energetiche di rete, nuove applicazioni di tecnologie esistenti) oppure cambiamenti apprezzabili nella composizione e/o dimensione del gruppo di competitor coi quali dovranno essere raffrontate le performance energetiche.

Il gruppo di Gestione dell'Energia valuterà, con cadenza temporale opportuna (minimo trimestrale), la significatività dei cambiamenti intervenuti per gli aspetti citati e, se necessario, coordinerà la revisione del documento coinvolgendo le unità tecniche aziendali competenti (PROD, SETE, PACO, ORGA, REST) per raccogliere gli elementi utili ad apportare le necessarie modifiche alla baseline energetica.

enipower



6. Modifiche apportate

6. Modifiche apportate

Il presente documento rappresenta il primo aggiornamento, a valle della emissione iniziale dell'anno 2014.

Si evidenzia in particolare l'uscita dal perimetro dell'analisi della Centrale Termoelettrica di Livorno (ceduta nel 2016 ad Eni Direzione R&M) e delle attività del settore fotovoltaico (cessione di ramo d'azienda in corso alla società Eni New Energy).

Inoltre il presente documento tiene conto del completamento e messa a regime nel nuovo assetto della Centrale di Cogenerazione di Bolgiano.

enipower



7. Responsabilità di aggiornamento

Le unità e le posizioni coinvolte nelle attività disciplinate dal presente documento sono responsabili della rilevazione degli accadimenti aziendali di carattere operativo che comportano la necessità di aggiornamento. Tali rilevazioni sono segnalate al **Gruppo di Gestione dell'Energia** di Enipower che assicura il coordinamento delle attività di aggiornamento del documento.

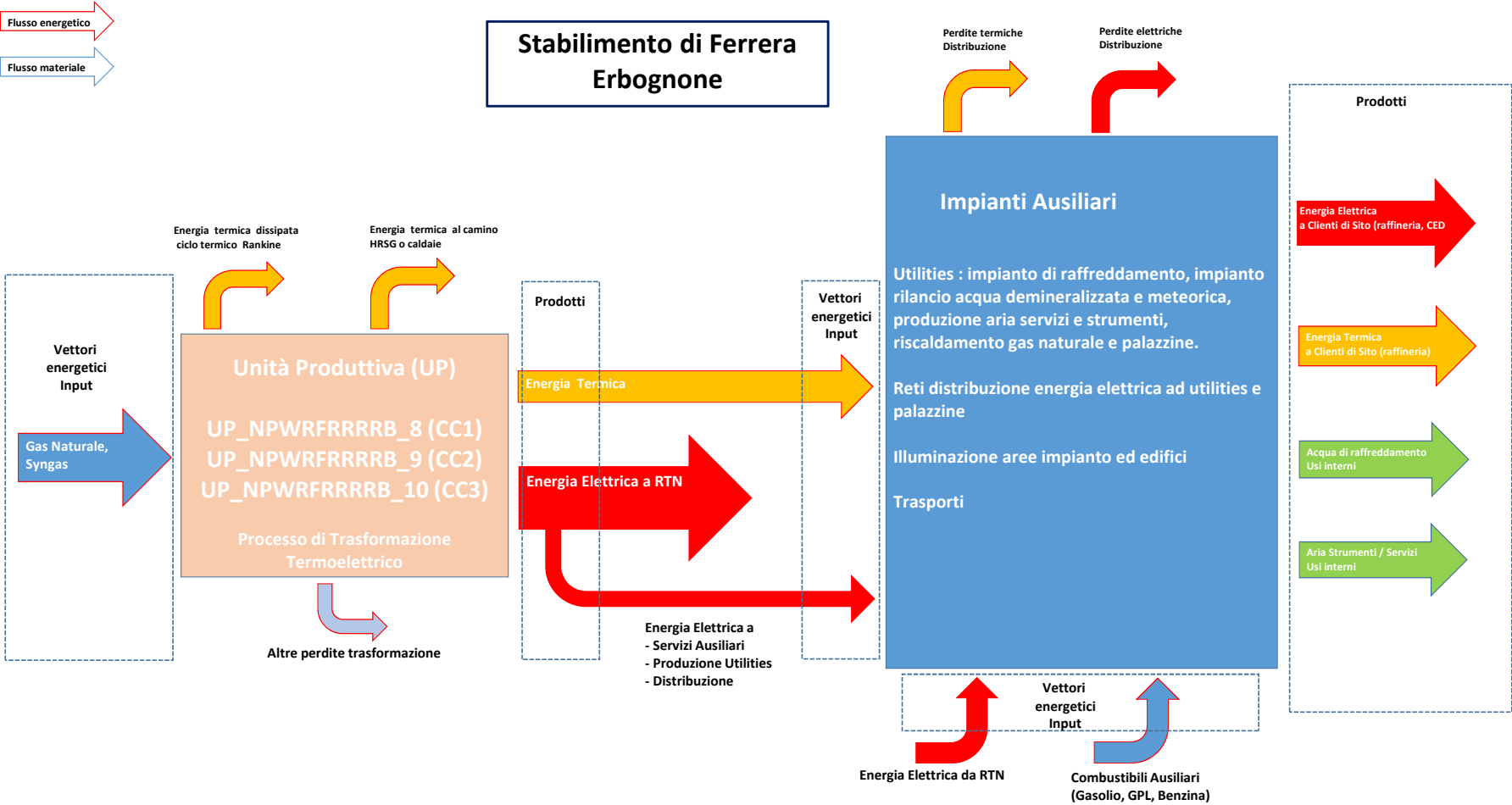
8. Archiviazione, conservazione e tracciabilità

Le unità e le posizioni coinvolte nelle attività disciplinate dal presente documento assicurano, ciascuna per quanto di competenza e anche mediante i sistemi informativi utilizzati, la tracciabilità dei dati e delle informazioni e provvedono alla conservazione e archiviazione della documentazione prodotta, cartacea e/o elettronica, in modo da consentire la ricostruzione delle diverse fasi del processo stesso.

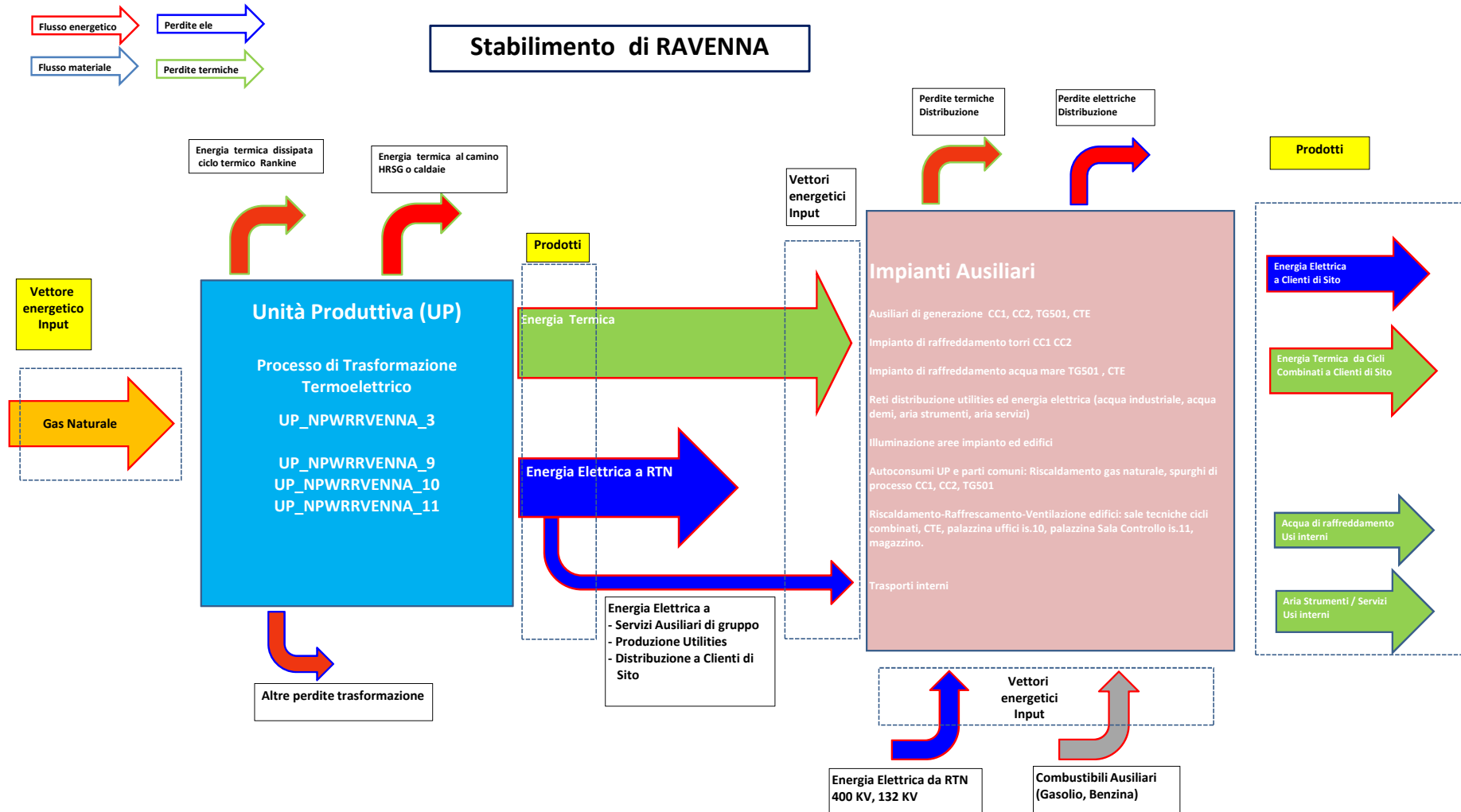
Indice allegati

1. Schema semplificato Usi Energetici Centrale di Ferrera Erbognone
2. Schema semplificato Usi Energetici Centrale di Ravenna
3. Schema semplificato Usi Energetici Centrale di Brindisi
4. Schema semplificato Usi Energetici Centrale di Bolgiano (San Donato M.se)

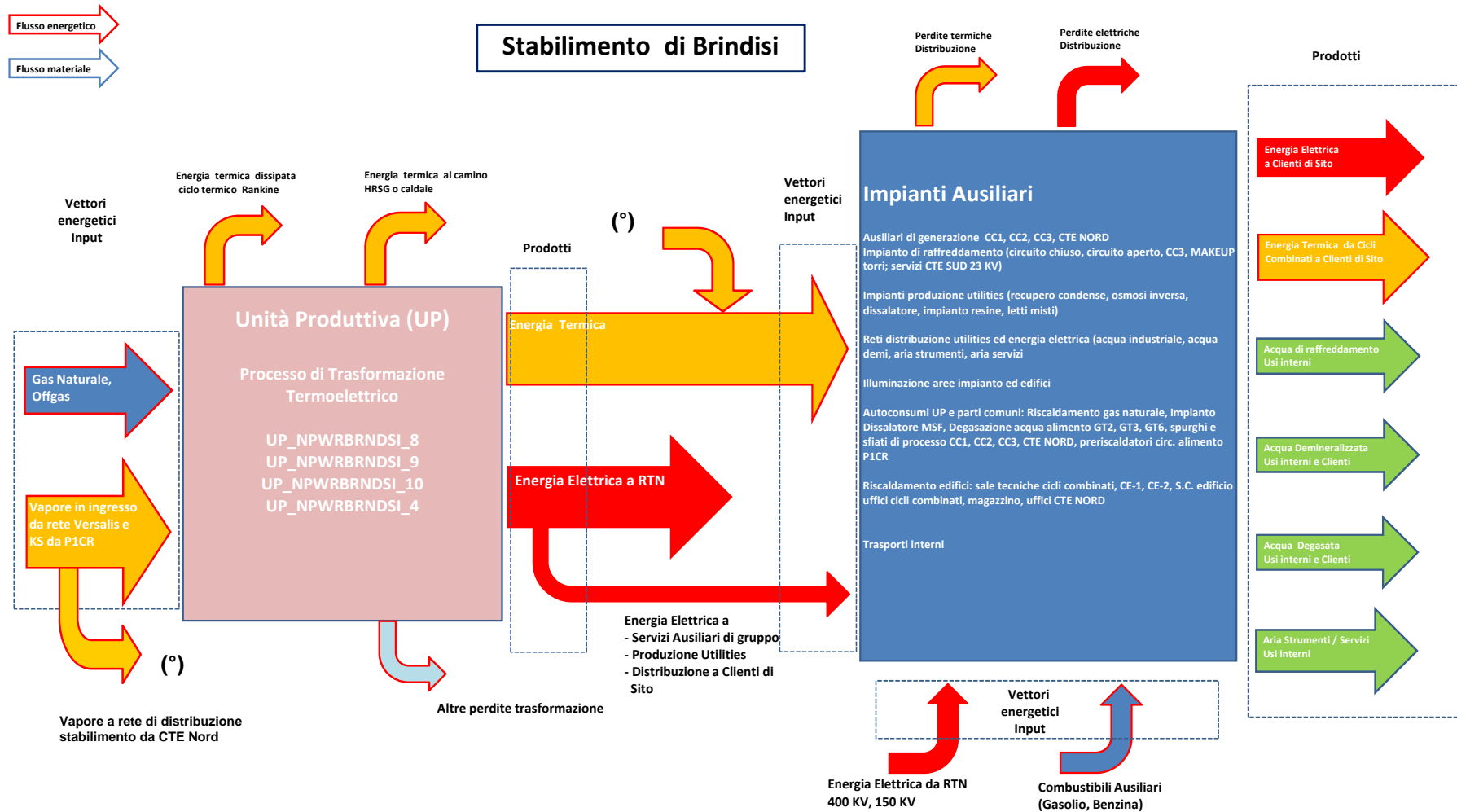
Schema semplificato Usi Energetici



Schema semplificato Usi Energetici



Schema semplificato Usi Energetici



Schema semplificato Usi Energetici

