

ENEL Produzione S.p.A.

**CENTRALE TERMOELETTRICA "ARCHIMEDE"
DI PRIOLO GARGALLO (SR)**

DM 184 del 19.05.2021

**Prescrizione art. 2 comma 4 - Valutazione del
rendimento elettrico e piano di azione**

Revisione n°	Data	Redazione	Controllo	Approvazione
0	03 giugno 2022	S. Corritore	---	F.Azzarelli

Sommario

1	Premessa	3
1.1	Documenti di riferimento	3
2	Descrizione impianto.....	3
3	Livelli di efficienza energetica associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEEL)	7
4	Conclusioni	15
5	Rapporti di prova n. 22PRERP008-00; 22PRERP007-00	17

1 Premessa

Con riferimento all'art. 2 comma 4 del Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) relativo al riesame dell'AIA rilasciata alla ENEL PRODUZIONE S.p.A. con DM 184 del 19/05/2021 per l'esercizio della centrale termoelettrica "Archimede" ubicata nel Comune di Priolo Gargallo (SR), ed in particolare in ottemperanza alla prescrizione n. 10) di cui al paragrafo 8.3 "Efficienza Energetica" del parere istruttorio conclusivo, Il presente documento indica i criteri generali per il calcolo del rendimento elettrico, le azioni messe in campo dal Gestore per il miglioramento continuo dello stesso e le considerazioni di confronto in merito al rispetto dei livelli di efficienza energetica associati all'applicazione delle BAT (BAT-AEEL) per la combustione di gas naturale unità di combustione esistenti di potenza superiore a 600 MWth per i quali è previsto un rendimento elettrico netto compreso tra il 50% ed il 60%.

1.1 Documenti di riferimento

- Decreto di riesame AIA - DM 184 del 19 maggio 2021;
- D.Lgs.152/2006 "Norme in materia ambientale" e s.m.i.

2 Descrizione impianto

La centrale termoelettrica "Archimede" di Priolo Gargallo consiste nell'installazione di due unità ciascuna costituita da un Turbogas (TG) sul cui asse ruota un alternatore della potenza di 253 MW elettrici, i fumi di scarico del TG, ancora caldi, alimentano un Generatore di Vapore a Recupero (GVR).

Il primo è un ciclo termodinamico a gas naturale in cui i gas prodotti dalla combustione vengono fatti espandere in una turbina, trasformando così energia termica in energia meccanica (Ciclo di Brayton).

Il secondo è un ciclo a vapore (Ciclo di Rankine) dove il vapore prodotto alimenta la turbina a vapore della relativa sezione termoelettrica, adattata al nuovo funzionamento, generando una potenza elettrica di circa 121 MW.

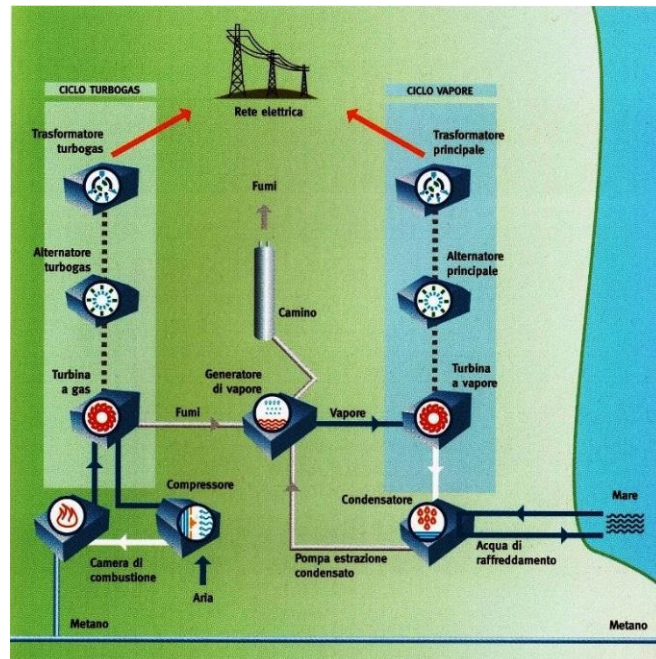
I fumi freddi del TG in uscita dal GVR sono diffusi nell'atmosfera attraverso un camino alto 95 m.

Sono state apportate sostanziali modifiche ad alcuni sistemi ausiliari, ai sistemi elettrici e alla stazione di decompressione del metano, mentre è rimasto invariato il complesso degli impianti utilizzati per l'adduzione e restituzione dell'acqua di raffreddamento del vapore.

La tensione elettrica di funzionamento degli alternatori è di 20.000 V, per poter immettere energia elettrica nella rete di trasmissione ad alta tensione è necessario elevare il suo livello di tensione fino a 220.000 V attraverso i trasformatori elettrici.

Il rapporto tra l'energia trasformata in energia elettrica ed immessa in rete e l'energia termica totale utilizzata, prodotta dalla combustione del gas naturale rappresenta il rendimento netto della centrale. Nel CCGT Archimede il rendimento di collaudo è nell'ordine del 55%.

Nella figura seguente viene riassunto lo schema di processo.



schema processo

La turbina a gas è alimentata con gas naturale ed è dotata di combustori a secco a bassa produzione di NO_x (DLN).

I gas di scarico dopo aver ceduto il calore tecnicamente recuperabile nel GVR sono convogliati al rispettivo camino.

Il sistema di raffreddamento dei condensatori è realizzato in ciclo aperto, utilizzando acqua di mare prelevata da mare.

L'approvvigionamento del combustibile avviene attraverso un gasdotto Snam, che fornisce il gas naturale necessario a garantire il funzionamento dei turbogas.

Ciascuna delle due unità a ciclo combinato ha una potenza nominale lorda di circa 395 MW elettrici e 705 MW termici.

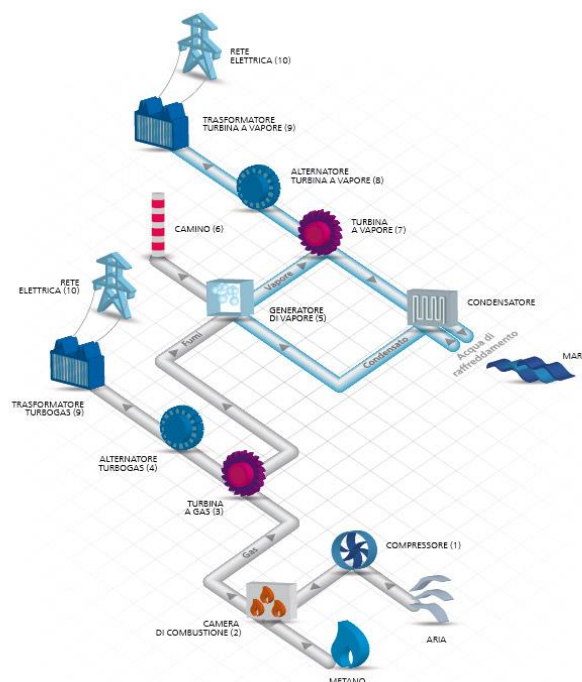
Come già descritto sopra, il processo di produzione di una centrale a ciclo combinato è costituito da due cicli termodinamici in cascata dove l'energia termica non sfruttata in uscita dal primo costituisce l'energia in ingresso del secondo.

Il primo è un ciclo termodinamico a gas naturale in cui i gas prodotti dalla combustione vengono fatti espandere in una turbina, trasformando così energia termica in energia meccanica (*Ciclo di Brayton*). Il secondo è un ciclo a vapore, in cui l'acqua viene riscaldata con il calore residuo contenuto nei gas di scarico del ciclo precedente sino a produrre vapore; questo vapore viene fatto espandere in apposite turbine in modo da trasformare ancora una volta energia termica in energia meccanica (*Ciclo di Rankine*). Dopo essere stato utilizzato in turbina, il vapore è inviato nel condensatore, dove, raffreddato tramite un flusso continuo

di acqua di mare, si trasforma nuovamente in acqua per effettuare un nuovo ciclo. L'energia meccanica prodotta dalle turbine a gas e da quelle a vapore viene trasformata, per mezzo di alternatori (uno per ogni turbina), in energia elettrica.

Un trasformatore per ogni alternatore eleva poi la tensione dell'elettricit  al livello di quella della rete nazionale di trasporto in Alta Tensione.

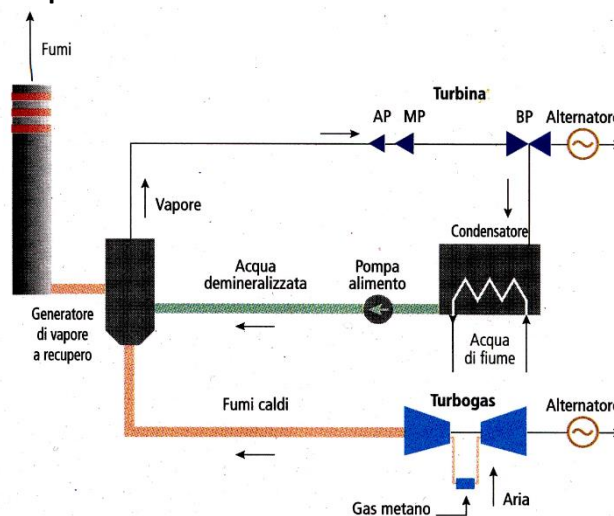
Schema del percorso



L'energia elettrica   a questo punto pronta per essere immessa nella rete nazionale di trasporto; ci  avviene per mezzo della stazione elettrica della centrale da cui parte un elettrodotto dedicato.

Il processo di produzione   integrato da impianti, dispositivi ed apparecchiature ausiliarie che ne assicurano il migliore funzionamento; dall'interno della Sala Controllo, cuore della centrale, vengono governate tutte le operazioni per ottenere un corretto funzionamento dei macchinari e delle apparecchiature dello stabilimento.

Schema semplificato dell'impianto



Le principali apparecchiature che compongono ciascuna unità (fase) si possono quindi così riassumere:

Un gruppo turbogas (TG): l'impianto nel suo complesso è costituito da un compressore, un combustore, una turbina a gas ed un alternatore. L'aria proveniente dal compressore e il metano in arrivo dalla stazione di decompressione sono inviati al combustore dove avviene la reazione chimica con relativa generazione dei gas compressi di combustione. L'energia termica in essi contenuta si trasforma in energia meccanica in turbina e successivamente in energia elettrica nell'alternatore.

Un generatore di vapore a recupero (GVR) che sfrutta l'elevata temperatura dei fumi di scarico del rispettivo turbogas (circa 570 °C) per la trasformazione dell'acqua nel vapore necessario ad alimentare la turbina a vapore (TV); i fumi, dopo aver attraversato il GVR, vengono scaricati all'atmosfera attraverso un camino alto 95 metri.

È uno scambiatore di calore a circolazione naturale che ha la funzione di trasferire il calore residuo dei fumi in uscita dal turbogas ad un ciclo termico, al fine di ottenere vapore saturo e vapore surriscaldato atti ad alimentare un gruppo turboalternatore a vapore.

Lo scambio termico avviene tra fluido primario e fluido secondario. Il primo è costituito dal circuito fumi che è costituito dal percorso dei gas, prodotti nel combustore del turbogas, fino allo scarico in atmosfera. Il secondo è costituito dal circuito acqua-vapore che comprende i corpi cilindrici e i banchi di scambio termico relativi ai circuiti di bassa, media e alta pressione.

Strutturalmente il GVR si presenta come una grande cassa metallica, disposto a 90° rispetto all'asse del TG.

Una turbina a vapore (TV) alimentata dal generatore di vapore a recupero (GVR). Il vapore introdotto nella turbina ne provoca la rotazione e il generatore elettrico, ad esso rigidamente collegato, produce quindi energia elettrica.

Il vapore in uscita dalla turbina viene riportato allo stato liquido nel condensatore e reinviato al generatore di vapore per compiere un nuovo ciclo.

La sorgente fredda del condensatore è assicurata dall'acqua di raffreddamento appositamente prelevata dal mare.

Un trasformatore che provvede ad elevare la tensione dell'energia elettrica prodotta dai due generatori elettrici, collegati rispettivamente al turbogas ed alla turbina a vapore, a livello idoneo per essere immessa nella rete nazionale di trasporto.

La supervisione e la gestione dell'intero impianto sono affidate ad una sala controllo, costantemente presidiata dal personale di esercizio, alla quale fanno capo tutte le informazioni relative all'impianto.

Sistema di controllo e riduzione degli inquinanti atmosferici

La formazione degli ossidi di azoto (NO_x) è ridotta utilizzando combustori del tipo DLN (*Dry Low NO_x*). Questi realizzano una particolare configurazione della fiamma (fiamme premiscelate) che abbassa i picchi di temperatura, principali responsabili della produzione di NO_x . I bruciatori a premiscelazione sono realizzati specificatamente per combustibile gassoso. L'utilizzo esclusivo di gas naturale elimina problematiche legate all'emissione di ossidi di Zolfo (SO_2) e di polveri prodotte dalla combustione.

L'impianto è dotato di due ciminiere costituite da una canna metallica del diametro di 6,4 m che raggiungono l'altezza di 95 m dal piano campagna.

3 Livelli di efficienza energetica associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEEL)

Il livello di efficienza energetica associato alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEEL) si riferisce al rapporto tra l'energia netta prodotta dall'unità di combustione e l'energia fornita all'unità di combustione dal combustibile o dalla materia prima, alle condizioni effettive di progetto. L'energia netta prodotta è determinata entro i confini dell'unità di combustione, gassificazione o IGCC, compresi i sistemi ausiliari (ad esempio, i sistemi di trattamento degli effluenti gassosi) e per l'unità in funzione a pieno carico.

La decisione di Esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017 stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT), a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione. Nello specifico il monitoraggio associato ai BAT-AEEL è illustrato nella BAT 2.

"BAT 2. La BAT consiste nel determinare il rendimento elettrico netto e/o il consumo totale netto di combustibile e/o l'efficienza meccanica netta delle unità di gassificazione, IGCC e/o di combustione mediante l'esecuzione di una prova di prestazione a pieno carico (1), secondo le norme EN, dopo la messa in servizio dell'unità e dopo ogni modifica che potrebbe incidere in modo significativo sul rendimento elettrico netto e/o sul consumo totale netto di combustibile e/o sull'efficienza meccanica netta dell'unità. Se non sono disponibili

norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente"

All' art. 2 comma 4 del DM 184 del 19 maggio 2021 si legge quanto segue "Come indicato nella prescrizione n. 10) di cui al paragrafo 8.3 "Efficienza Energetica" del parere istruttorio conclusivo, il Gestore, entro 12 mesi dalla data di pubblicazione dell'avviso di cui all'art. 9, comma 5, trasmette al Ministero della transizione ecologica e all'ISPRA un programma di azioni volto a garantire almeno l'esercizio nel rispetto del rendimento elettrico netto effettivo misurato su base annua del 50% per ciascun gruppo di combustione".

Tabella 23

Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di gas naturale

Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL (%) (1)				
	Rendimento elettrico netto (%)		Consumo totale netto di combustibile (%) (1) (2)	Efficienza meccanica netta (%) (1) (3)	
	Nuova unità	Unità esistente		Nuova unità	Unità esistente
Motore a gas	39,5-44 (4)	35-44 (4)	56-85 (4)	Nessun BAT-AEEL	
Caldaia a gas	39-42,5	38-40	78-95	Nessun BAT-AEEL	
Turbina a gas a ciclo aperto, $\geq 50 \text{ MW}_{th}$	36-41,5	33-41,5	Nessun BAT-AEEL	36,5-41	33,5-41
Turbina a gas a ciclo combinato (CCGT)					
CCGT, $50-600 \text{ MW}_{th}$	53-58,5	46-54	Nessun BAT-AEEL	Nessun BAT-AEEL	
CCGT, $\geq 600 \text{ MW}_{th}$	57-60,5	50-60	Nessun BAT-AEEL	Nessun BAT-AEEL	
CHP CCGT, $50-600 \text{ MW}_{th}$	53-58,5	46-54	65-95	Nessun BAT-AEEL	
CHP CCGT, $\geq 600 \text{ MW}_{th}$	57-60,5	50-60	65-95	Nessun BAT-AEEL	

(1) Questi BAT-AEEL non sono applicabili alle unità in funzione meno di 1 500 ore/anno.
(2) Nel caso di unità CHP, si applica solo uno dei due BAT-AEEL «rendimento elettrico netto» o «consumo totale netto di combustibile», in base alla progettazione dell'unità CHP (vale a dire una progettazione più orientata verso la generazione di energia elettrica o di energia termica).
(3) I BAT-AEEL per il consumo totale netto di combustibile potrebbero non essere raggiungibili se la domanda potenziale di energia termica è troppo bassa.
(4) Questi BAT-AEEL non sono applicabili agli impianti che generano solo energia elettrica.
(5) Questi BAT-AEEL non sono applicabili alle unità utilizzate per applicazioni a trasmissione meccanica.
(6) Potrebbe essere difficile raggiungere questi livelli nel caso di motori configurati per raggiungere livelli di NO_x inferiori a 190 mg/Nm^3 .

I valori di "Rendimento elettrico medio effettivo" mensili sono calcolati e riportati dal Gestore nei report annuali AIA tramite la formula 860/CSN, dove:

- 860 è il fattore di conversione da energia termica in energia meccanica ($1 \text{ kWh} = 860 \text{ kcal}$)
- CSN è il Consumo Specifico Netto, cioè riferito alla produzione di energia elettrica al netto dei consumi elettrici ausiliari, espresso in kcal/kWh e ottenuto come rapporto tra energia termica utilizzata e la produzione di energia elettrica netta. L'energia termica utilizzata è ottenuta dai quantitativi dei combustibili utilizzati nel periodo, ciascuno valorizzato al rispettivo potere calorifico inferiore accertato da analisi.

La formula restituisce un numero adimensionale che moltiplicato 100 restituisce il rendimento elettrico netto in %.

Nella tabella seguente sono riportati i rendimenti calcolati su base mensile nel periodo 2017/2021, calcolati nel corso di tutto il funzionamento dell'impianto a partire dall'accensione della fiamma in camera di combustione.

2017	Rendimento elettrico medio effettivo PG1 (%)	Rendimento elettrico medio effettivo PG2 (%)
Gennaio	47,85%	48,53%
Febbraio	46,04%	38,69%
Marzo	41,77%	46,07%
Aprile	42,40%	45,02%
Maggio	46,59%	43,96%
Giugno	42,30%	42,65%
Luglio	43,87%	44,10%
Agosto	44,24%	43,86%
Settembre	43,52%	37,65%
Ottobre	47,08%	47,00%
Novembre	47,63%	46,41%
Dicembre	39,23%	45,70%

2018	Rendimento elettrico medio effettivo PG1 (%)	Rendimento elettrico medio effettivo PG2 (%)
Gennaio	45,70%	31,28%
Febbraio	46,05%	32,26%
Marzo	44,15%	26,46%
Aprile	45,87%	32,04%
Maggio	47,87%	30,57%
Giugno	46,76%	27,53%
Luglio	47,43%	32,41%

2018	Rendimento elettrico medio effettivo PG1 (%)	Rendimento elettrico medio effettivo PG2 (%)
Agosto	46,10%	32,52%
Settembre	49,02%	34,16%
Ottobre	45,68%	32,13%
Novembre	44,71%	31,50%
Dicembre	45,16%	31,93%

2019	Rendimento elettrico medio effettivo PG1 (%)	Rendimento elettrico medio effettivo PG2 (%)
Gennaio	44,26%	44,24%
Febbraio	42,25%	34,29%
Marzo	37,60%	Fermo impianto
Aprile	42,18%	44,21%
Maggio	45,19%	47,20%
Giugno	Fermo impianto	46,87%
Luglio	44,93%	45,68%
Agosto	47,04%	46,52%
Settembre	42,48%	32,04%
Ottobre	46,02%	46,32%
Novembre	40,34%	30,12%
Dicembre	44,83%	33,86%

2020	Rendimento elettrico medio effettivo PG1 (%)	Rendimento elettrico medio effettivo PG2 (%)
Gennaio	45,32%	Fermo impianto
Febbraio	40,35%	Fermo impianto
Marzo	38,49%	9,51%
Aprile	37,12%	Fermo impianto
Maggio	38,16%	Fermo impianto
Giugno	44,91%	42,26%
Luglio	47,07%	48,09%
Agosto	47,63%	47,27%
Settembre	47,05%	47,72%
Ottobre	46,83%	47,24%
Novembre	42,74%	39,69%
Dicembre	40,08%	43,49%

2021	Rendimento elettrico medio effettivo PG1 (%)	Rendimento elettrico medio effettivo PG2 (%)
Gennaio	33,55%	Fermo impianto
Febbraio	39,45%	27,72%
Marzo	43,11%	43,63%
Aprile	40,09%	42,89%
Maggio	35,45%	39,94%
Giugno	47,07%	Fermo impianto

2021	Rendimento elettrico medio effettivo PG1 (%)	Rendimento elettrico medio effettivo PG2 (%)
Luglio	44,03%	46,31%
Agosto	43,77%	45,31%
Settembre	46,26%	45,55%
Ottobre	43,17%	44,98%
Novembre	46,04%	46,82%
Dicembre	45,96%	46,26%

I dati presentano valori inferiori al target previsto dalla BAT di settore, tuttavia è bene precisare come il dato di rendimento sia estremamente influenzato dalle metodologie funzionali dell'impianto. Infatti le attuali condizioni di esercizio delle unità di produzione, indipendenti dalla volontà del Gestore della Centrale, ma determinate dai programmi di carico imposti da TERNA (gestore della rete elettrica nazionale), si discostano in maniera significativa dal funzionamento a pieno carico.

A dimostrazione, nella seguente tabella, si riportano le ore di funzionamento e l'energia prodotta per le due unità:

Unità	Ore Funzionamento 2017 (somma TG+TV)	Ore Funzionamento 2018 (somma TG+TV)	Ore Funzionamento 2019 (somma TG+TV)	Ore Funzionamento 2020 (somma TG+TV)	Ore Funzionamento 2021 (somma TG+TV)
PG1	6.288,4	7.480,4	5.192,7	6.498,7	5.326,9
PG2	4.122,3	2.407,8	2.711,6	1.804,5	5.485,5

Unità	Energia elettrica netta prodotta 2017 (somma TG+TV) (MWe)	Energia elettrica netta prodotta 2018 (somma TG+TV) (MWe)	Energia elettrica netta prodotta 2019 (somma TG+TV) (MWe)	Energia elettrica netta prodotta 2020 (somma TG+TV) (MWe)	Energia elettrica netta prodotta 2021 (somma TG+TV) (MWe)
PG1	651.636,4	829.034,9	548.483,9	688.673,6	514.295,59
PG2	406.042,3	279.121,7	284.403,4	197.005,25	580.572,18

Come riportato nelle tabelle, le unità, che hanno una produzione teorica di 3.460.200 MWe, hanno avuto una produzione ben al di sotto di tale valore.

Il gestore ha inoltre valutato, per il periodo 2017/2021 gli indici di performance universalmente riconosciuti (riferimenti UNIPED) che caratterizzano gli Impianti di Produzione di Energia Elettrica. Si ritiene opportuno valutarne in particolare due, il fattore di utilizzo (Ku o NCF) ed il fattore di carico (Kp o NOF), che rispettivamente sono rappresentativi della percentuale di utilizzo delle unità di produzione in un periodo di riferimento temporalmente noto (mese, anno, etc..) e del carico medio con cui gli impianti erogano energia in rete rapportandolo alla massima produzione nominale di energia elettrica nel medesimo periodo.

Nella tabella sottostante sono riportati i valori di Ku e Kp determinati nel periodo 2017/2021

Anno 2017		
Unità	Ku%	Kp%
PG1	20,28	55,72
PG2	12,68	52,88
Anno 2018		
PG1	25,78	59,71
PG2	8,78	62,75
Anno 2019		
PG1	17,09	56,72
PG2	8,95	56,71
Anno 2020		
PG1	21,36	56,87
PG2	6,22	59,01
Anno 2021		
PG1	16,39	52,70
PG2	19,60	61,65

I dati di Ku evidenziano come le unità di produzione siano state chiamate ad erogare energia per un valore ben al di sotto di quello che avrebbero potuto erogare e ad una capacità di potenza di produzione circa metà (Kp) di quella realmente erogabile, gli impianti pertanto sono stati chiamati ad operare in un range differente da quello per cui sono stati progettati (Kp = 100%). Nelle centrali Enel, da sempre, sono adottati manuali ed istruzioni operative finalizzati al monitoraggio del consumo specifico di ogni singola unità di

produzione, confrontandolo con un valore di riferimento individuato in accordo ai Performance test Code delle Norme ASME.

La Centrale di Priolo, inoltre, si è dotata e continua a sviluppare un software gestionale chiamato EtaPRO® della GP STRATEGIES, per il monitoraggio online del consumo specifico della centrale e il costante confronto con le migliori performance quotidianamente raggiungibili.

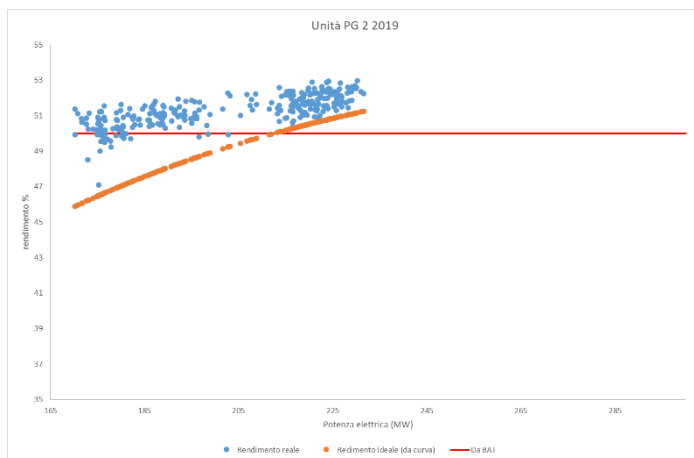
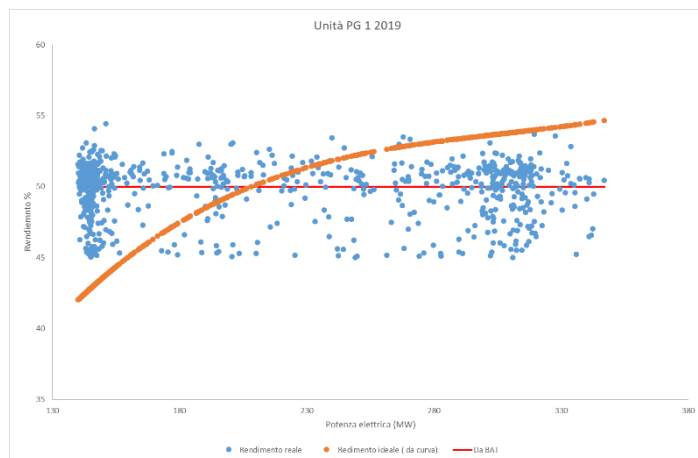
Il software, oltre al monitoraggio in continuo, prevede la trasmissione di un report giornaliero in grado di confrontare i principali parametri che contribuiscono alle performance del rendimento con un target atteso. Gli scostamenti vengono quotidianamente analizzati ai fini di individuarne le cause e pianificarne gli eventuali interventi risolutivi.

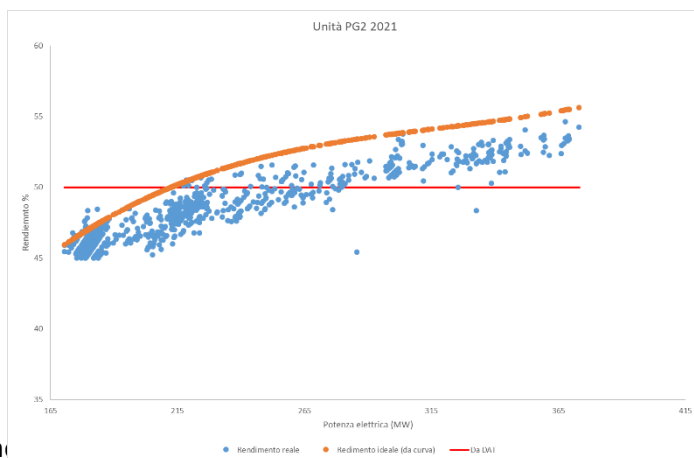
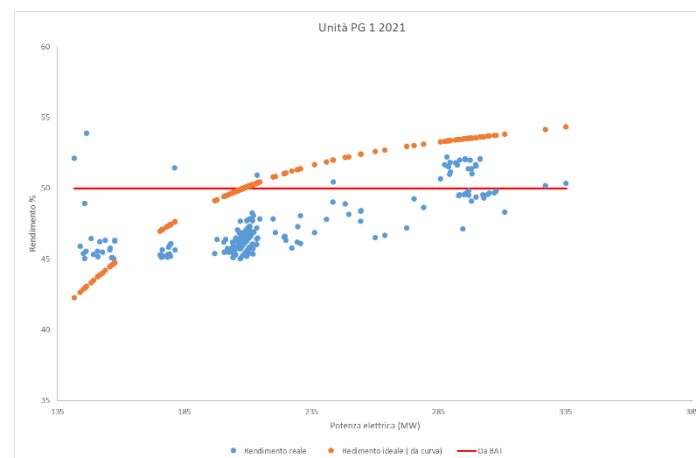
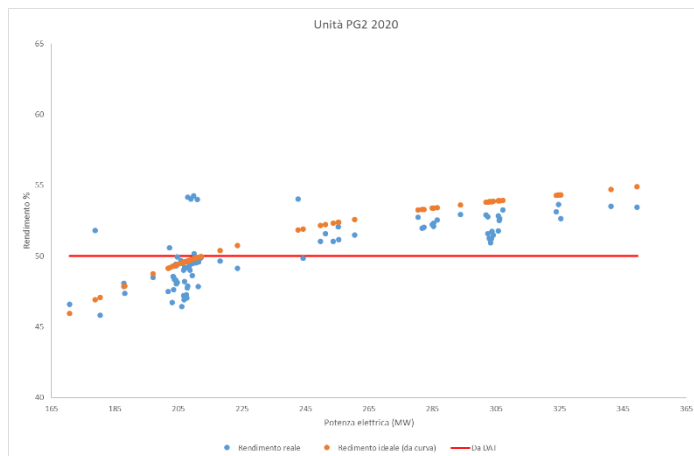
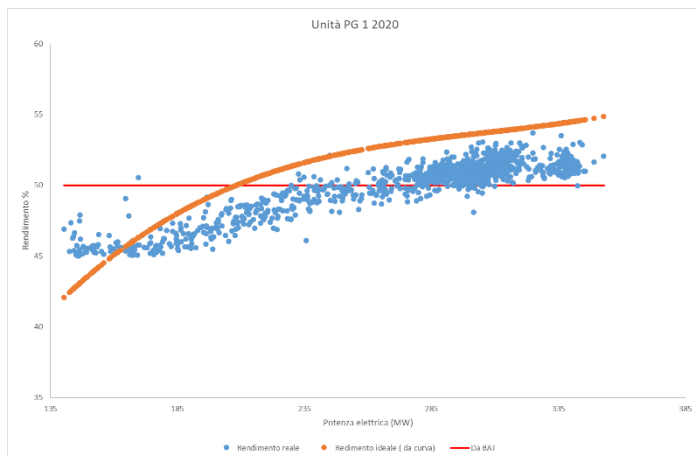
Gli interventi manutentivi possono essere condotti con unità in servizio, e richiedono tempi di risoluzione contenuti, o con unità ferma, talvolta indisponibile, per i quali i tempi di risoluzione possono essere più lunghi o da pianificare in occasione delle manutenzioni programmate.

È bene notare che, nel caso in cui l'intervento è da condurre con unità ferma, lo stesso potrà essere traslato nel tempo se non è previsto l'arresto dell'unità in accordo ai Piani Vincolati trasmessi da Terna.

Confrontando le performance raggiunte dall'impianto con quelle di target è possibile notare quanto lo scostamento rispetto alle migliori performance raggiungibili sia contenuto all'interno di range di normale gestione d'impianto.

Il gestore ha inoltre valutato i dati di rendimento calcolati in riferimento al consumo specifico (secondo la formula $860/\text{consumo specifico} \times 100$) determinati alle potenze superiori al valore di minimo tecnico e alle condizioni operative dettate dalla rete elettrica confrontandoli con i valori calcolati sulla base delle curve di rendimento elaborate per le due unità di produzione in sede di collaudo. I grafici sotto riportati sono stati elaborati per le due unità di produzione nel periodo di tempo 2019-2021.





dati calcolati dalla curva di rendimento teorico. I valori rilevati evidenziano un valore di rendimento comunque sempre superiore al 45% che supera il dato previsto della BAT per valori di potenza erogata quanto più prossimi al valore di targa dell'impianto.

4 Conclusioni

In virtù delle considerazioni sopra esposte, traggere un rendimento elettrico netto effettivo misurato su base annua del 50%, così come previsto dalla Bat.2 già sopra citata, risulta indipendente dalle azioni e competenze del Gestore, nonché difficilmente raggiungibile per meri vincoli tecnici di specifiche condizioni di funzionamento della centrale (profilo di produzione prossimo al Minimo Tecnico Commerciale e predominante funzionamento di una sola unità di produzione).

Tali vincoli sono connessi al contesto energetico nazionale ed europeo; detto scenario è in continua evoluzione ed indirizzato nei prossimi anni verso la progressiva uscita di produzione delle centrali a carbone e una presenza sempre più diffusa di fonti di energia intermittente (quali le rinnovabili), a cui è necessario affiancare unità di produzione elettrica flessibili per assicurare l'affidabilità complessiva del sistema elettrico nazionale ed in particolare di quello della Regione Siciliana. Tale flessibilità è garantita dalle centrali a gas naturale in particolare di quelle a ciclo combinato. Tale contesto produttivo non sempre permette di esercire


gli impianti ai parametri tecnici nominali ma piuttosto in condizioni di backup che comportano gli scostamenti rilevati rispetto ai parametri di rendimento elettrico.

Al fine di valutare la reale capacità di rendimento negli impianti installati, il gestore ha comunque provveduto ad eseguire delle prove di rendimento nell'intorno dei carichi nominali di funzionamento secondo cui sono dimensionati gli impianti. Le prove eseguite, allegate alla presente relazione, hanno evidenziato un rendimento del 50,8% per l'unità PG1 e del 54,84% per l'unità PG2 (rapporti di prova n. 22PRERP008-00; 22PRERP007-00) assolutamente in linea con quelli che sono i criteri ed i limiti previsti dalle BAT di settore.

Infine, in ottemperanza alla prescrizione di cui al comma 4 art. 2 del decreto di riesame AIA, si riportano le azioni gestionali che il Gestore intende adottare:

- a) Monitoraggio e controllo in continuo degli scostamenti del consumo specifico rispetto alle condizioni ottimali di riferimento, effettuato tramite:
 - a. utilizzo del sistema EtaPRO, per correggere gli eventuali scostamenti dei parametri di esercizio e attivare tempestivamente gli interventi di manutenzione se necessari;
 - b. controllo quotidiano dei consumi energetici e delle produzioni, con determinazione del consumo specifico diretto con verifica congruenza degli scostamenti e caricamento su banche dati aziendali (applicativo GOS);
 - c. riunioni periodiche di verifica e attivazione di azioni manutentive di medio lungo periodo;
- b) Mantenimento ed ottimizzazione performance del condensatore, attraverso interventi di controllo rientrate d'aria, efficienza pompe vuoto e pulizia del fascio tubiero;
- c) Ottimizzazione dei consumi degli ausiliari elettrici, con interventi di efficientamento energetico (installazione di ulteriori sistemi d'illuminazione a LED, ecc.);
- d) Monitoraggio e aggiornamento periodico dell'Analisi Energetica di Impianto in coerenza con quanto previsto dalla UNI CEI EN ISO 50001:2018
- e) Efficientamento tecnico di alcuni componenti strategici di impianto (pompe alimento Generatore Vapore a Recupero)
- f) interventi di manutenzioni straordinaria degli impianti mediante la sostituzione di parti calde sostituzione delle parti calde delle Turbine a Gas ed in particolare la sostituzione delle pale fisse e mobili delle turbine e l'installazione di un nuovo sistema bruciatori. L'aggiornamento tecnologico delle apparecchiature esistenti avverrà secondo i criteri più avanzati di efficienza e compatibilità ambientale nel pieno rispetto delle Best Available Techniques Reference document (BRef) di settore. L'aggiornamento tecnologico dei componenti, consentirà un miglioramento delle prestazioni tecniche degli impianti e di organi in movimento al fine di ridurre fenomeni di latenza termica e inerzia di movimento.

5 Rapporti di prova n. 22PRERP008-00; 22PRERP007-00

 ENEL GREEN POWER AND THERMAL GENERATION HGT DESIGN AND THERMAL TECHNICAL SUPPORT				Technical Report							
				Document / Documento n. 22PRERP007-00				Sheet Pagina 1 of di 23			
PROJECT Progetto CCGT ITALIA: Centrale di PRIOLO GARGALLO				Security Index Indice Sicurezza				Internal Use / P			
TITLE Titolo Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG2 Ottobre 2021											
CLIENT Cliente											
JOB no. Document no.											
CLIENT SUBMITTAL Inoltro al Cliente			<input type="checkbox"/> FOR APPROVAL Per Approvazione			<input type="checkbox"/> FOR INFORMATION ONLY Per Informazione			<input type="checkbox"/> NOT REQUESTED Non Richiesto		
SYSTEM Sistema X		APPL. TO SECT. Valido per le sez. 1		DOC. TYPE Tipo Doc. RP		DISCIPLINE Disciplina P		FILE File			
REV 0		DESCRIPTION OF REVISIONS / Descrizione delle revisioni PRIMA EMISSIONE									
00		24.03.21		PR		S. Vallisa					
REV		Date Data		Scope Scopo		Prepared by Preparato		Co-operations Collaborazioni		Approved by Approvato	
										Issued by Emesso	

	CCGT ITALIA	Document Documento n.
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG2 Ottobre 2021	22PRERP007
		REV. 00 24.03.2022 Sheet 2 of 23 Pagina 2 di 23

Indice

1.	Generalità e obiettivo delle prove	3
2.	Procedura di Prova e di Elaborazione Dati.....	3
3.	Criteri e strumenti di misura	3
4.	Descrizione delle prove effettuate ed osservazioni particolari	4
5.	Risultati	4
6.	Allegati	5
6.1	Tabelle dati acquisiti	5
6.1.1	Tabella dati da strumentazione installata temporaneamente	5
6.1.2	Tabella dati impianto	6
6.2	Tabelle dati elaborati e grafici risultati.....	9
6.2.1	Tabella dati elaborati	9
6.2.2	Rendimento netto di prova e corretto di Ciclo Combinato	10
6.2.3	Consumo specifico netto di prova e corretto di Ciclo Combinato	10
6.3	Curve di correzione e riferimento modulo	11
6.3.1	Curva correzione Potenza ed Efficienza VS Temperatura ingresso compressore .	11
6.3.2	Curva correzione Potenza ed Efficienza VS Pressione Ambiente	11
6.3.3	Curva correzione Potenza VS Umidità ambiente $f(\text{Temperatura ambiente})$	12
6.3.4	Curva correzione Efficienza VS Umidità ambiente $f(\text{Temperatura ambiente})$	12
6.3.5	Curva correzione Potenza VS Frequenza $f(\text{Temperatura Ambiente})$	13
6.3.6	Curva correzione Efficienza VS Frequenza $f(\text{Temperatura Ambiente})$	13
6.3.7	Curva correzione Potenza ed Efficienza VS Potere Calorifico Inferiore NG.....	14
6.3.8	Curva correzione Potenza ed Efficienza VS Pressione Condensatore	14
6.3.9	Curva Pressione Condensatore attesa $f(\text{Temperatura acqua circolazione})$	15
6.4	Analisi Gascromatografiche Campioni di Gas Naturale	16

	CCGT ITALIA		Document Documento n.
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG2 Ottobre 2021		22PRERP007
			REV. 00 24.03.2022 Sheet 3 of 23 Pagina 3 di 23

1. GENERALITÀ E OBIETTIVO DELLE PROVE

Nei giorni 20÷22 ottobre 2021 sono state eseguite da Enel Green Power and Thermal Generation, HGT-Design and Thermal Technical Support, alcune prove di verifica delle prestazioni termodinamiche del Ciclo Combinato PG2.

Lo scopo delle prove è stato la determinazione della potenza elettrica netta, del consumo specifico netto e quindi del rendimento netto d'impianto, calcolati con il metodo diretto, e la loro correzione alle condizioni di riferimento.

Le prove sono state effettuate in contemporanea al collaudo termodinamico della turbina a gas AE94.3A TG C Gr. 2, a conclusione della modernizzazione ed upgrade MXL2.

Le prove sono state fatte in assetto impianto paragonabile a quello di normale esercizio.

Tale verifica di rendimento viene effettuata in accordo a quanto richiesto al par. 8.3 del Parere Istruttorio Conclusivo del DM 184 del 19/05/2021.

Le condizioni ambientali e operative di riferimento per le prestazioni di modulo sono:

- Temperatura aria = 15 °C;
- Pressione atmosferica = 1013 mbar;
- Umidità ambiente = 60 %
- Temperatura H2O condensatrice = 15 °C
- Potere calorifico inferiore gas naturale = 47081 kJ/Nm³;
- Frequenza = 50 Hz;

2. PROCEDURA DI PROVA E DI ELABORAZIONE DATI

Le modalità di prova fanno riferimento per quanto pertinente all'Istruzione Tecnica ASP11PREIS003-00 del 05/09/2011.

I dati di prova sono stati corretti con le curve di correzione contenute nella relazione tecnica di Enelpower n° B12PR03192 rev. 00 del 16/06/03 e con la curva di riferimento della pressione attesa al condensatore contenuta nel rapporto di prova ASP-TO del novembre 2003.

3. CRITERI E STRUMENTI DI MISURA

La prova è stata eseguita avvalendosi di strumentazione installata temporaneamente, calibrata presso laboratori esterni accreditati, e di misure rilevate dalla strumentazione d'impianto estratte mediante il software PI (Plant Information).

La portata di gas naturale è stata calcolata mediante i rilievi di temperatura, pressione, e pressione differenziale eseguiti sul misuratore di portata (sezione di misura con orificio) calibrato sperimentalmente presso il laboratorio tedesco Pigsar™.

Le analisi gascromatografiche dei campioni di gas prelevati durante le prove sono state effettuate dal Lab. accreditato Innovhub-SSC Stazione sperimentale per i combustibili.

I valori delle emissioni di NOx e CO sono quelli registrati dal sistema di monitoraggio d'impianto (SME).

	CCGT ITALIA	Document Documento n.
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG2 Ottobre 2021	22PRERP007
		REV. 00 24.03.2022 Sheet Pagina 4 of 23 di

4. DESCRIZIONE DELLE PROVE EFFETTUATE ED OSSERVAZIONI PARTICOLARI

Nei giorni precedenti le prove è stato effettuato il lavaggio off line del compressore della turbina a gas ed il tuning finale della turbina a gas.

Le prove eseguite sono identificate in tabella:

Prova	Carico lordo generato	Data	Inizio Prova	Fine Prova
Test 01	384741	20-ott-21	15:00	15:30
Test 02	381581	21-ott-21	07:00	07:30
Test 03	386324	21-ott-21	13:15	13:45
Test 04	374015	22-ott-21	05:15	06:15
Test 05	188417	21-ott-21	14:30	15:00

5. RISULTATI

Nella tabella sottostante i principali valori misurati e calcolati dai dati di prova:

Prova	N°	Test 01	Test 02	Test 03	Test 04	Test 05
Potenza lorda ciclo combinato	kW	384741	381581	386324	374015	188417
Potenza netta ciclo combinato	kW	378426	375141	379670	367770	184315
Consumo netto ciclo combinato	kcal/kWh	1599,0	1597,3	1594,2	1593,4	1794,6
Rendimento netto ciclo combinato	%	53,78	53,83	53,93	53,96	47,91
Potenza lorda corretta ciclo combinato	kW	400874	386451	402582	384737	197478
Potenza netta corretta ciclo combinato	kW	394294	379928	395648	378313	193178
Consumo netto corretto ciclo combinato	kcal/kWh	1573,3	1575,4	1568,1	1570,6	1779,8
Rendimento netto corretto ciclo combinato	%	54,66	54,59	54,84	54,76	48,32

	CCGT ITALIA		Document Documento n.	
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG2 Ottobre 2021		22PRERP007	
			REV. 00	24.03.2022
			Sheet Pagina	5 of 23 di

6. ALLEGATI

6.1 TABELLE DATI ACQUISITI

6.1.1 Tabella dati da strumentazione installata temporaneamente

MeasurePoint	Description	Unit	TEST 01		TEST 02		TEST 03		TEST 04		TEST 05	
			20/10/2021 15:00		21/10/2021 07:00		21/10/2021 13:15		22/10/2021 05:45		21/10/2021 14:30	
			20/10/2021 15:30		21/10/2021 07:30		21/10/2021 13:45		22/10/2021 06:15		21/10/2021 15:00	
			Value	Value	Value	Value	Value	Value	Value	Value	Value	Value
Pamb	Atmospheric Pressure	mbar	1022,5	1020,4	1018,5	1015,9	1017,0					
Rhamb	Ambient relative humidity	%	48,021	80,559	68,901	86,100	54,228					
Tamb1	Air temperature at GT suction filter inlet -1	°C	21,744	14,396	20,772	17,372	22,043					
Tamb2	Air temperature at GT suction filter inlet -2	°C	23,304	15,477	22,116	18,271	23,303					
Tamb3	Air temperature at GT suction filter inlet -3	°C	23,626	16,297	22,172	18,680	24,222					
Tamb4	Air temperature at GT suction filter inlet -4	°C	22,657	16,368	21,689	18,703	23,359					
Tamb5	Air temperature at GT suction filter inlet -5	°C	22,733	16,834	21,880	19,050	23,466					
Tamb6	Air temperature at GT suction filter inlet -6	°C	22,498	16,976	22,013	18,955	23,286					
Tamb7	Air temperature at GT suction filter inlet -7	°C	22,338	17,068	21,963	18,934	23,395					
Tamb8	Air temperature at GT suction filter inlet -8	°C	22,317	16,889	21,919	18,802	23,265					
Tamb9	Air temperature at GT suction filter inlet -9	°C	23,101	15,918	21,865	19,213	23,751					
Tamb10	Air temperature at GT suction filter inlet -10	°C	23,275	16,356	21,908	19,205	23,797					
Tamb11	Air temperature at GT suction filter inlet -11	°C	23,317	16,636	21,766	18,982	23,644					
Tamb12	Air temperature at GT suction filter inlet -12	°C	22,918	17,029	21,738	19,169	23,397					
Tamb13	Air temperature at GT suction filter inlet -13	°C	22,693	17,046	21,740	19,224	23,246					
Tamb14	Air temperature at GT suction filter inlet -14	°C	22,543	17,157	21,753	19,234	23,180					
Tamb15	Air temperature at GT suction filter inlet -15	°C	22,446	16,942	21,746	19,145	23,245					
Tamb16	Air temperature at GT suction filter inlet -16	°C	22,478	16,618	21,769	19,163	23,353					
Pin	Static pressure loss at compressor inlet	mbar	14,708	14,024	14,720	13,807	6,288					
Pout	Pressure at compressor outlet	bara	18,077	17,811	18,049	17,465	10,769					
Tex1	Temperature of flue gas at turb. Exhaust duct outlet -1 (sx down)	°C	579,29	571,88	579,15	573,65	587,25					
Tex2	Temperature of flue gas at turb. Exhaust duct outlet -2 (sx med)	°C	577,72	570,25	577,73	571,79	584,99					
Tex3	Temperature of flue gas at turb. Exhaust duct outlet -3 (sx Up)	°C	580,82	573,74	580,86	575,53	587,67					
Tex4	Temperature of flue gas at turb. Exhaust duct outlet -4 (dx up)	°C	580,58	573,25	580,62	575,12	588,65					
Tex5	Temperature of flue gas at turb. Exhaust duct outlet -5 (dx med)	°C	585,53	578,03	585,31	579,64	593,46					
Tex6	Temperature of flue gas at turb. Exhaust duct outlet -6 (dx down)	°C	574,18	566,61	573,74	568,19	584,11					
Pex_1	Pressure of flue gas at turbine exhaust	mbar	62,979	62,981	62,980	61,818	26,502					
Pex_2	Pressure of flue gas at turbine exhaust	mbar	63,006	62,997	63,009	61,853	26,190					
T_FG	Temperature fuel gas	°C	34,622	34,476	34,678	34,514	35,077					
P_FG_aa	Pressure fuel gas -aa	bara	26,978	26,968	27,008	26,962	27,494					
P_FG_bb	Pressure fuel gas -bb	bara	26,979	26,961	27,006	26,958	27,496					
DP_FG_aa	Delta pressure fuel gas -aa	mbar	437,31	425,45	434,71	407,56	126,80					
DP_FG_bb	Delta pressure fuel gas -bb	mbar	434,34	423,11	431,05	404,57	125,54					
W_GT_R	GT Active Power at Generator terminals (phase R)	kW	90713	90739	90833	88494	38519					
W_GT_S	GT Active Power at Generator terminals (phase S)	kW	89763	89862	89156	87254	37283					
W_GT_T	GT Active Power at Generator terminals (phase T)	kW	89805	89790	90367	87558	37842					
Q_GT_R	GT Reactive Power at Generator terminals (phase R)	KVAR	-6557	-16082	-15250	-10823	-15940					
Q_GT_S	GT Reactive Power at Generator terminals (phase S)	KVAR	-5767	-15032	-14887	-9799	-15569					
Q_GT_T	GT Reactive Power at Generator terminals (phase T)	KVAR	-6637	-15995	-16622	-11130	-16871					
V_GT_R	GT Voltage at Generator terminals (phase R)	V	9020	8894	8850	9066	8910					
V_GT_S	GT Voltage at Generator terminals (phase S)	V	8984	8863	8838	9036	8877					
V_GT_T	GT Voltage at Generator terminals (phase T)	V	9008	8882	8860	9059	8910					
A_GT_R	GT Current at Generator terminals (phase R)	A	10083	10361	10407	9834	4679					
A_GT_S	GT Current at Generator terminals (phase S)	A	10012	10280	10227	9643	4551					
A_GT_T	GT Current at Generator terminals (phase T)	A	9997	10268	10370	9744	4650					
CosfGT	GT Power Factor	--	0,9975	0,9851	0,9854	0,9928	0,9201					
HzGT	GT Frequency	Hz	49,999	49,997	49,997	50,001	49,662					

	CCGT ITALIA		Document Documento n.	
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG2 Ottobre 2021		22PRERP007	
			REV. 00	24.03.2022
			Sheet Pagina	6 of di 23

6.1.2 Tabella dati impianto

Name	Description	Engunits	TEST 01	TEST 02	TEST 03	TEST 04	TEST 05
			20/10/2021 15:00:00	21/10/2021 07:00:00	21/10/2021 13:15:00	22/10/2021 05:45:00	21/10/2021 14:30:00
			20/10/2021 15:30:00	21/10/2021 07:30:00	21/10/2021 13:45:00	22/10/2021 06:15:00	21/10/2021 15:00:00
			Value	Value	Value	Value	Value
PG00.GAS_C2H6	ETHANE -CONCENTRAZIONE MOLARE	% Vol	5,541	6,040	5,808	5,802	5,835
PG00.GAS_C3H8	PROPANO -CONCENTRAZIONE MOLARE	% Vol	1,669	1,562	1,615	1,626	1,615
PG00.GAS_C6	HEXANE -CONCENTRAZIONE MOLARE	% Vol	0,012	0,009	0,014	0,010	0,014
PG00.GAS_CH4	METHANE -CONCENTRAZIONE MOLARE	% Vol	87,516	87,463	87,534	87,432	87,503
PG00.GAS_CO2	CARBON DIOXIDE -CONCENTRAZIONE MOLARE	% Vol	0,779	0,802	0,769	0,800	0,767
PG00.GAS_DENS	Densità del Gas	Kg/Sm3	0,800	0,800	0,800	0,800	0,800
PG00.GAS_ICV	ICV	Mj/m3	35,495	35,587	35,589	35,589	35,599
PG00.GAS_HEAT	GAS HEAT VALUE	Mj/m3	39,306	39,408	39,410	39,411	39,421
PG00.GAS_iC4H10	i-BUTANE -CONCENTRAZIONE MOLARE	% Vol	0,252	0,230	0,241	0,245	0,241
PG00.GAS_iC5H12	i-PENTANE -CONCENTRAZIONE MOLARE	% Vol	0,086	0,074	0,085	0,088	0,084
PG00.GAS_N2	NITROGEN -CONCENTRAZIONE MOLARE	% Vol	3,725	3,441	3,526	3,564	3,527
PG00.GAS_nC4H10	n-Butano	% Mol	0,370	0,328	0,357	0,366	0,356
PG00.GAS_nC5H12	n-PENTANE -CONCENTRAZIONE MOLARE	% Vol	0,051	0,044	0,054	0,056	0,053
PG00.GAS_WOBBE	GAS WOBBE INDEX	Mj/m3	49,413	49,563	49,549	49,513	49,560
PG00.T44B_SC712A01E001	PORT. MET. AI TURBOGAS MIS. A INSTANT. E CORRETTA	Sm3/h	370,370	370,370	370,370	370,370	370,370
PG00.T44B_SC712A01E002	TEMP. METANO AI TURBOGAS MIS. A	°C	22,089	17,010	21,543	18,295	22,067
PG00.T44B_SC712A01E003	PRESSIONE METANO AI TURBOGAS MIS. A	bar	0,185	0,185	0,185	0,185	0,185
PG00.T44B_SC712A02E001	PORT. MET. AI TURBOGAS MIS. B INSTANT. E CORRETTA	Sm3/h	136432,035	101046,444	116956,183	69114,350	102898,746
PG00.T44B_SC712A02E002	TEMP. METANO AI TURBOGAS MIS. B	°C	21,435	21,355	21,530	21,481	21,672
PG00.T44B_SC712A02E003	PRESSIONE METANO AI TURBOGAS MIS. B	bar	55,094	57,768	58,815	61,347	59,791
PG20.POT_ATT	Potenza lorda	MW	385,379	382,091	386,858	374,603	188,485
PG20.POT_NET	POTENZA NETTA	MW	378,426	375,141	379,670	367,770	184,315
PG20.T_MED_USC_TG	T med usc blade path TG	°C	580,568	573,251	580,930	575,271	581,648
PG20.UVRP_PAUX	Potenza ausiliari	MW	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
PG21._231A_175TE3	TEMP. H2O CIRC. INGR. CONDENSAT. LATO TURBINA	°C	21,858	21,246	21,700	21,660	21,751
PG21._231A_175TE4	TEMP. H2O CIRC. USCITA CONDENS. LATO TURBINA	°C	33,597	33,061	33,616	33,308	30,434
PG21._231A_176TE3	TEMP. H2O CIRC. INGR. CONDENS. LATO TURBINA	°C	22,502	21,827	22,361	22,260	22,355
PG21._231A_176TE4	TEMP. H2O CIRC. USCITA CONDENS. LATO ALTERNATORE	°C	35,402	34,794	35,490	34,632	31,679
PG21._261A_74TE113_1	TEMPERATURA SCARICO B.P.	°C	42,961	42,382	43,296	42,400	38,252
PG21._261A_74TE114_1	TEMPERATURA SCARICO B.P.	°C	40,860	40,259	41,294	40,340	36,371
PG21._261A_74TE115_1	TEMPERATURA SCARICO B.P.	°C	40,649	40,047	41,000	40,100	36,269
PG21._261A_74TE116_1	TEMPERATURA SCARICO B.P.	°C	39,765	39,212	40,151	39,237	35,860
PG21._261A_74TE53_1	TEMP. VAPORE SCARICO M.P. INGRESSO B.B.	°C	343,777	344,628	349,524	347,299	349,667
PG21._261A_74TE54_1	TEMP. VAPORE SCARICO M.P. INGRESSO B.B.	°C	348,409	347,809	352,951	350,199	353,368
PG21._261A_74TE56_1	TEMP. VAPORE SCARICO B.P. LATO TURB.	°C	38,577	37,876	39,141	38,153	33,114
PG21._261A_74TE57_1	TEMP. VAPORE SCARICO B.P. LATO ALTERNATORE	°C	38,878	38,162	39,213	38,261	34,090
PG21._262A_8TE6	TEMP. COLLETTORE POMPE 2CD	°C	39,074	38,308	39,394	38,569	33,853
PG21._262A_NA001X_MED	PORTATA POMPE ESTRAZIONE CONDENSATO	m3 / h	377,655	374,016	381,398	363,365	250,821
PG21._262A_NA009A	PORTATA ACQUA AL CONDENSATORE	t/h	4,243	16,887	12,465	6,305	0,043
PG21._264A_57TE10	TEMP. VRF 2 USCITA TURBINA	°C	294,916	295,494	304,003	302,428	311,165
PG21._264A_57TE9	TEMP. VRF 1 USCITA TURBINA	°C	294,353	294,908	303,263	301,508	310,092
PG21._264A_NA011X	PORTATA ATTEMPERAMENTO BY-PASS AP	t/h	1,894	1,915	1,891	1,900	1,860
PG21._264A_NC000X_MED	VUOTO AL CONDESATORE	mmHg	50,014	48,003	50,980	48,383	35,202
PG21._264A_NC007X	PRESS. VRF 1 USCITA TURBINA	bar	12,867	12,381	12,984	12,402	8,325
PG21._264A_NC020X	PRESS. VAPORE DAL DESURR. BP	bar	3,018	2,891	3,012	2,897	3,083
PG21._264A_NC021X	PRESS.VAP. CAMERA RUOTA	bar	79,485	78,138	80,657	77,603	54,764
PG21._264A_NC029X	PRESS. VAPORE RISURR. AMM. TURBINA MP L. DX	bar	2,139	2,119	2,161	2,164	2,192
PG21._264A_NN014X	TEMP. VAPORE RISURR. AMMISS. TURBINA MP L. DX	°C	526,182	524,342	530,985	527,855	535,438
PG21._264A_NN016X	TEMP. VAPORE DAL DESURRISCALDATORE AP	°C	522,747	521,828	531,173	528,414	541,106
PG21._264A_NN018X	TEMP. VAPORE AL RISURRISCALDATORE	°C	293,506	294,519	303,078	301,409	309,325
PG21._264A_NN019X	TEMP. VAPORE RISURR. AMMISSIONE TURBINA MP LATO SX	°C	526,453	524,487	531,258	528,101	535,522
PG21._283B_242UJR40	POSIZIONE VLV REGOLAZIONE 1	%	102,661	103,172	103,139	103,183	91,017
PG21._283B_242UJR41	POSIZIONE VLV REGOLAZIONE 2	%	102,965	103,183	103,169	103,239	103,164
PG21._283B_242UJR42	POSIZIONE VLV REGOLAZIONE 3	%	104,038	104,441	104,329	104,397	104,549
PG21._283B_242UJR43	POSIZIONE VLV REGOLAZIONE 4	%	103,661	103,954	104,024	104,083	80,423
PG21._283B_242UJR44	POSIZIONE VLV REGOLAZIONE 5	%	102,165	102,632	102,575	102,642	90,949
PG21._283B_242UJR45	POSIZIONE VLV REGOLAZIONE 6	%	104,978	105,317	105,407	105,348	105,380
PG21._283B_242UJR46	POSIZIONE VLV REGOLAZIONE 7	%	103,638	103,964	103,964	104,113	102,161
PG21._283B_242UJR47	POSIZIONE VLV REGOLAZIONE 8	%	102,624	103,170	103,183	103,286	79,672
PG21.C51A_NA702X01_H2O_FLOW	PORTATA H2O ARRIVO CONDENSATO	t/h	367,089	360,749	368,740	352,849	242,343
PG21.C51A_NA702X02_H2O_FLOW	PORTATA H2O ARRIVO CONDENSATO	t/h	365,646	359,230	367,357	351,469	240,749

	CCGT ITALIA		Document Documento n.	
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG2 Ottobre 2021		22PRERP007	
			REV. 00	24.03.2022
			Sheet Pagina	7 of 23 di

			TEST 01	TEST 02	TEST 03	TEST 04	TEST 05
			20/10/2021	21/10/2021	21/10/2021	22/10/2021	21/10/2021
			15:00:00	07:00:00	13:15:00	05:45:00	14:30:00
			20/10/2021	21/10/2021	21/10/2021	22/10/2021	21/10/2021
			15:30:00	07:30:00	13:45:00	06:15:00	15:00:00
Name	Description	Engunits	Value	Value	Value	Value	Value
PG21.C51A NA748X_MED	PORTATA VAPORE B.P. COMPENSATA	t/h	31,501	31,605	31,562	30,278	14,692
PG21.C51A NA831X_MED	PORTATA VAPORE M.P. COMPENSATA	t/h	56,760	54,347	55,790	52,971	34,462
PG21.C51A NA831X01_COMP_FLOW	PORTATA VAPORE M.P. COMPENSATA	t/h	56,532	54,156	55,558	52,748	34,185
PG21.C51A NA831X02_COMP_FLOW	PORTATA VAPORE M.P. COMPENSATA	t/h	56,520	54,143	55,567	52,769	34,111
PG21.C51A NA942X_MED	PORTATA VAPORE A.P. COMPENSATA	t/h	277,237	270,320	277,588	266,930	184,640
PG21.C51A NA942X01_COMP_FLOW	PORTATA VAPORE A.P. COMPENSATA	t/h	277,070	270,208	277,625	266,895	184,305
PG21.C51A NA942X02_COMP_FLOW	PORTATA VAPORE A.P. COMPENSATA	t/h	275,819	269,062	276,217	265,654	183,626
PG21.C51A NC744X_MED	PRESSIONE VAPORE B.P.	bar	2,984	2,899	3,007	2,846	2,748
PG21.C51A NC827X_MED	PRESSIONE VAPORE M.P.	bar	14,604	14,642	14,624	14,654	8,366
PG21.C51A NN746X_MED	TEMPERATURA VAPORE B.P.	°C	299,115	297,934	300,396	298,327	282,549
PG21.C51A NN829X_MED	TEMPERATURA VAPORE SH M.P.	°C	255,757	261,153	260,373	264,735	253,042
PG21.C51A NN940X_MED	TEMPERATURA VAPORE A.P.	°C	523,912	522,661	531,905	529,097	542,095
PG21.C51A NO703X_MED	TEMPERATURA ARRIVO CONDENSATO	°C	39,230	38,292	39,500	38,658	34,152
PG21.C51A NO708X_MED	TEMPERATURA CONDENSATO INGRESSO ECO B.P.	°C	39,028	38,116	39,351	38,500	33,987
PG21.C53A NC703X	PRESSIONE FUMI INGRESSO CALDAIA	mbar	66,566	65,123	67,358	64,050	26,292
PG21.C53A NC738X	PRESSIONE FUMI USCITA CALDAIA	mbar	-12,101	-12,100	-12,100	-12,100	-12,100
PG21.C53A NN737X	TEMPERATURA FUMI USCITA CALDAIA	°C	120,789	120,621	120,173	121,204	111,600
PG21.C63A NA715X_MED	MEDIA PORTATA H2O ALIMENTO C.C. + DSH A.P.	t/h	276,280	272,880	280,015	266,809	191,206
PG21.C63A NA734X_MED	MEDIA PORTATA H2O ALIMENTO C.C.M.P.	t/h	55,043	52,907	54,302	51,410	34,693
PG21.C63A NC713X_MED_CALC	PRESSIONE MANDATA AP POMPE ALIMENTO	bar	121,253	122,129	120,201	123,847	140,869
PG21.C63A NC733X	PRESSIONE MANDATA M.P. POMPE	bar	35,044	35,055	34,575	35,475	39,288
PG21.C63A NO701X	TEMPERATURA ASPIRAZIONE POMPE	°C	145,016	144,219	145,130	143,638	141,700
PG21.POT_ATT	POTENZA ATTIVA TV1	MW	114,460	111,190	115,968	110,709	74,773
PG21.POT_REA_TV	POTENZA REATTIVA	Mvar	3,061	3,072	9,963	-17,469	3,888
PG21.PRES_VAP_SH_DX	PRESSIONE VAPORE AP INGR. TURBINA	bar	79,765	78,436	80,973	77,918	55,189
PG21.PRES_VAP_SH_SX	PRESSIONE VAPORE AP INGR. TURBINAL. DX	bar	79,337	78,043	80,554	77,488	54,796
PG22.C CXM10CM101_XQ01	AMBIENT HUMIDITY	%	43,534	61,955	51,509	70,557	49,827
PG22.C CXM10CP101_XQ01	AMBIENT PRESSURE	mbar	1028,960	1024,955	1024,822	1021,022	1023,670
PG22.C CXM10CT101_XQ01	AMBIENT TEMP	°C	26,331	18,219	25,748	19,621	25,229
PG22.C MBA11CP101_XQ01	PRES U/STR COMPR	mbar	1012,195	1010,500	1008,083	1006,171	1015,384
PG22.C MBM10CP101_XQ01	DP C-C	bar	0,672	0,656	0,673	0,645	0,406
PG22.C MBY10CE901_XQ01	MISURA POTENZA ATTIVA GEN. CG CAN. A	MW	271,614	270,951	270,789	263,680	113,291
PG22.C MBY10CS901_ZQ11	TURBINE SPEED	Hz	49,997	49,995	49,994	49,999	49,990
PG22.C MBY10EP801_XQ10	EQUIV OP HOURS	h	127476,054	127492,055	127498,307	127514,810	127499,561
PG22.C MBY10EP801_XQ11	EQUIV OP HOURS	n	1631,000	1631,000	1631,000	1631,000	1631,000
PG22.C MBY10EP801_XQ15	DYN OP HOURS	h	9369,842	9369,842	9369,842	9369,842	9369,842
PG22.C MBY10FT010_XQ01	CALC TURB OT	°C	568,312	565,359	569,188	565,744	568,198
PG22.C44B ND704X_PA	TEMP MONTE RISCAL. GAS TG C	°C	22,278	22,097	22,537	22,295	22,730
PG22.C44B ND713X_MED	TEMP VALLE RIDUZIONE GAS TG	°C	35,035	35,111	35,013	35,021	35,077
PG22.DP_FILTRI	DP FILTER	mbar	4,949	4,782	5,070	4,810	2,493
PG22.DP_IN_COMP	DP ingresso compr	mbar	16,684	14,410	16,677	14,833	8,302
PG22.P_ARIA_USC_C	PRES COMPR OUTLET	bar	18,363	18,083	18,337	17,736	10,955
PG22.POS_IGV	ACTUAL POSN IGV	%	110,455	93,985	110,851	92,848	6,810
PG22.POT_ATT	MISURA POTENZA ATTIVA GEN. CG	MW	270,901	270,944	270,884	263,827	113,706
PG22.POT_REA_TG	MISURA POTENZA REATTIVA GEN. CG	Mvar	-14,430	-45,573	-45,264	-29,818	-47,650
PG22.PRES_METANO	PRESSIONE METANO VALLE RIDUTTRICE	bar	26,473	26,473	26,504	26,443	26,717
PG22.T_ARIA_ING_C	TEMP COMPR INLET	°C	23,117	16,788	22,043	19,243	23,745
PG22.T_ARIA_USC_C	TEMP COMPR OUTLET	°C	441,764	420,844	440,350	423,185	378,360
PG22.T_BLADE_P_1	TEMP TURB OUTLET 1	°C	571,231	565,453	572,612	566,017	577,106
PG22.T_BLADE_P_10	TEMP TURB OUTLET 10	°C	586,067	578,225	585,806	580,018	582,334
PG22.T_BLADE_P_11	TEMP TURB OUTLET 11	°C	582,998	576,403	582,323	578,688	572,023
PG22.T_BLADE_P_12	TEMP TURB OUTLET 12	°C	585,787	578,391	585,440	580,851	572,058
PG22.T_BLADE_P_13	TEMP TURB OUTLET 13	°C	584,293	576,141	584,452	579,220	585,514
PG22.T_BLADE_P_14	TEMP TURB OUTLET 14	°C	583,581	576,601	584,788	579,762	578,655
PG22.T_BLADE_P_15	TEMP TURB OUTLET 15	°C	580,206	570,708	579,306	573,588	569,915
PG22.T_BLADE_P_16	TEMP TURB OUTLET 16	°C	582,045	572,722	581,147	575,821	571,777
PG22.T_BLADE_P_17	TEMP TURB OUTLET 17	°C	584,592	575,696	584,270	578,632	565,962
PG22.T_BLADE_P_18	TEMP TURB OUTLET 18	°C	578,959	568,828	577,689	572,252	593,629
PG22.T_BLADE_P_19	TEMP TURB OUTLET 19	°C	579,403	570,153	578,523	572,890	585,314
PG22.T_BLADE_P_2	TEMP TURB OUTLET 2	°C	569,128	564,846	571,219	565,675	574,137
PG22.T_BLADE_P_20	TEMP TURB OUTLET 20	°C	576,053	568,659	576,495	570,766	570,613

	CCGT ITALIA		Document Documento n.
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG2 Ottobre 2021		22PRERP007
			REV. 00 24.03.2022 Sheet 8 of 23 Pagina di

			TEST 01	TEST 02	TEST 03	TEST 04	TEST 05
			20/10/2021 15:00:00	21/10/2021 07:00:00	21/10/2021 13:15:00	22/10/2021 05:45:00	21/10/2021 14:30:00
			20/10/2021 15:30:00	21/10/2021 07:30:00	21/10/2021 13:45:00	22/10/2021 06:15:00	21/10/2021 15:00:00
Name	Description	Engunits	Value	Value	Value	Value	Value
PG22.T BLADE P 21	TEMP TURB OUTLET 21	°C	576,219	568,060	575,795	570,179	574,039
PG22.T BLADE P 22	TEMP TURB OUTLET 22	°C	580,250	576,363	582,524	577,037	575,376
PG22.T BLADE P 23	TEMP TURB OUTLET 23	°C	578,966	577,528	583,513	578,758	588,553
PG22.T BLADE P 24	TEMP TURB OUTLET 24	°C	579,345	572,967	581,020	573,217	585,158
PG22.T BLADE P 3	TEMP TURB OUTLET 3	°C	577,806	573,140	578,712	573,229	594,557
PG22.T BLADE P 4	TEMP TURB OUTLET 4	°C	572,295	565,700	572,158	567,002	602,534
PG22.T BLADE P 5	TEMP TURB OUTLET 5	°C	579,173	574,338	579,894	575,865	584,645
PG22.T BLADE P 6	TEMP TURB OUTLET 6	°C	584,286	577,396	584,017	579,046	584,510
PG22.T BLADE P 7	TEMP TURB OUTLET 7	°C	585,398	578,557	584,676	580,516	580,940
PG22.T BLADE P 8	TEMP TURB OUTLET 8	°C	584,311	577,774	584,835	579,732	589,192
PG22.T BLADE P 9	TEMP TURB OUTLET 9	°C	584,496	576,591	584,244	578,229	590,134
PG22.T GAS_SCAR	TEMPERATURA FUMI INGRESSO CALDAIA	°C	579,749	572,172	579,843	573,716	587,524
PG22.TEMP_METANO	TEMP VALLE RISCAL. GAS TG C	°C	45,585	46,840	47,076	48,156	47,405
PG20.PORT_FUMI	PORTATA FUMI (T.Q.)	Nm3/h	2113386,301	2110553,330	2126180,050	2079549,241	1176203,094
PG20.PRES_FUMI_1	PRESSIONE FUMI 1	mbar	987,058	991,017	991,595	992,242	998,790
PG20.PRES_FUMI_2	PRESSIONE FUMI 2	mbar	992,999	986,420	986,250	984,485	984,719
PG20.T_FUMI	TEMPERATURA FUMI 1	°C	115,752	115,591	115,878	115,754	100,825
PG22.O2_TG	CONCENTRAZIONE O2 (T.Q.)	%	13,924	13,865	13,883	13,856	14,738
PG22.CO_norm_O2_2	EMISSIONI CO DA DCS	mg/Nm3	0,053	0,056	0,045	0,033	1,538
PG22.CO_TG	CONCENTRAZIONE CO (T.Q.)	mg/Nm3	0,075	0,076	0,038	0,070	1,733
PG22.NOX_norm_O2_2	EMISSIONI NOX DA DCS	mg/Nm3	24,799	21,096	23,843	20,607	19,801
PG22.NOX_TG	CONC. NOX T.Q. DOPO CONVERT.	mg/m3	20,622	17,613	19,914	17,183	14,496
PG22._286A_AI_004	H2O NEI FUMI (T.Q.)	%	6,494	6,396	6,817	6,630	6,136
PG22._286A_AI_006	TEMPERATURA FUMI 2	°C	115,814	115,490	116,147	115,999	100,702
PG22._286A_AI_007	TEMPERATURA FUMI 3	°C	115,682	115,494	115,818	115,626	100,702
PG22.PG2_CO_NORM_O2_1	CO NORMALIZZATA	mg/Nm3	0,259	113,853	0,406	34,023	0,321
PG22.PG2_NOX_NORM_O2_1	NOX NORMALIZZATA	mg/Nm3	18,292	38,637	18,751	0,000	18,949
PG22.EKG10CQ001_XQ01	RAPPORTO C/H		3,191	3,192	3,192	3,194	3,192
PG22.MBA11DG010_HSIGV	IGV POSN SETPOINT	%	110,499	93,995	110,424	92,861	6,845
PG22.MBA26FT901_ZQ01	CALC TURB OT	°C	568,236	565,342	569,354	565,729	568,737
PG22.MBM10CP101_XQ01_OUT	Output Value	°C	672,240	654,527	670,443	643,695	403,028
PG22.MBM10EU101_TETCKORR_OUT	Output Value	°C	0,007	-0,068	-0,099	0,000	-0,105
PG22.MBY10DT010_BOGLT	TEMPERATURE SETPOINT	°C	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
PG22.MBY10DT010_CHLIM	TEMPERATURE SETPOINT	°C	4,573	4,579	4,599	4,707	4,621
PG22.MBY10DT010_GLT	BASELOAD TEMP SETP	°C	571,495	570,105	569,562	572,000	569,453
PG22.MBY10DT010_TABPOW	TEMPERATURE SETPOINT	°C	-2,993	-0,094	-2,986	-1,228	-2,976
PG22.MBY10DT010_URTEN	TEMPERATURE SETPOINT	°C	2,079	0,174	1,057	0,000	1,265
PG22.MBY10DT010_1GLTWANA_OUT	Output Value	°C	568,378	567,266	569,365	568,520	569,036
PG22.MBY10DT010_TABNOX_OUT	Output Value	°C	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
PG22.MBY10DT040_DVLG1	IGV TEMP CONTROLLER	°C	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
PG22.MBY10DT040_DVLTVI	IGV TEMP CONTROLLER	°C	3,316	2,066	3,598	2,824	-0,006
PG22.MBY10DT040_WVL	TEMPERATURE SETPOINT FOR GUIDE VANES	°C	565,661	565,145	565,044	565,701	569,085
PG22.MBY10DT040_XQ03	IGV TEMP SETPOINT	°C	565,661	565,145	565,044	565,701	569,085
PG22.MBY10DT040_2SFUM5_OUT	IGV TEMP CONTROLLER	°C	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
PG21.C53A_NC754X	PRESSIONE DIFF. CATALIZZATORE LATO SX ALTO	mmH2O	72,707	74,322	77,277	76,753	44,388
PG21.C53A_NC755X	PRESSIONE DIFF. CATALIZZATORE LATO SX BASSO	mmH2O	83,402	84,154	86,833	85,348	48,368
PG21.C53A_NC753X	PRESSIONE DIFF. CATALIZZATORE LATO DX ALTO	mmH2O	83,557	87,054	90,471	91,423	52,256
PG21.C53A_NC752X	PRESSIONE DIFF. CATALIZZATORE LATO DX BASSO	mmH2O	53,608	53,287	54,877	53,539	34,246
PG21.PG2_PRESS_OUT_TG_A	Pressione scarico TG can. A	mbar	65,675	64,992	66,428	63,289	25,931
PG21.PG2_PRESS_OUT_TG_B	Pressione scarico TG can. B	mbar	64,656	64,131	65,540	62,183	24,337
PG21.PG2_PRESS_OUT_TG_C	Pressione scarico TG can. C	mbar	63,742	63,819	64,485	62,510	25,068
PG21.T_VAP_SH_DX_1	TEMPERATURA VAPORE AP INGRESSO TURBINA LATO SX	°C	519,800	519,678	528,818	526,332	538,197
PG21.T_VAP_SH_DX_2	TEMPERATURA VAPORE AP INGRESSO TURBINA LATO SX	°C	518,680	518,707	527,798	525,317	536,994
PG21.T_VAP_SH_DX_3	TEMPERATURA VAPORE AP INGRESSO TURBINA LATO SX	°C	519,003	519,259	528,521	525,904	537,597
PG21.T_VAP_SH_SX_1	TEMPERATURA VAPORE AP INGRESSO TURBINA LATO DX	°C	518,880	518,989	528,080	525,601	537,265
PG21.T_VAP_SH_SX_2	TEMPERATURA VAPORE AP INGRESSO TURBINA LATO DX	°C	515,280	515,383	524,449	521,970	533,504
PG21.T_VAP_SH_SX_3	TEMPERATURA VAPORE AP INGRESSO TURBINA LATO DX	°C	516,605	516,860	526,075	523,488	535,058

	CCGT ITALIA		Document Documento n.
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG2 Ottobre 2021		22PRERP007
			REV. 00 24.03.2022 Sheet 9 of 23 Pagina di

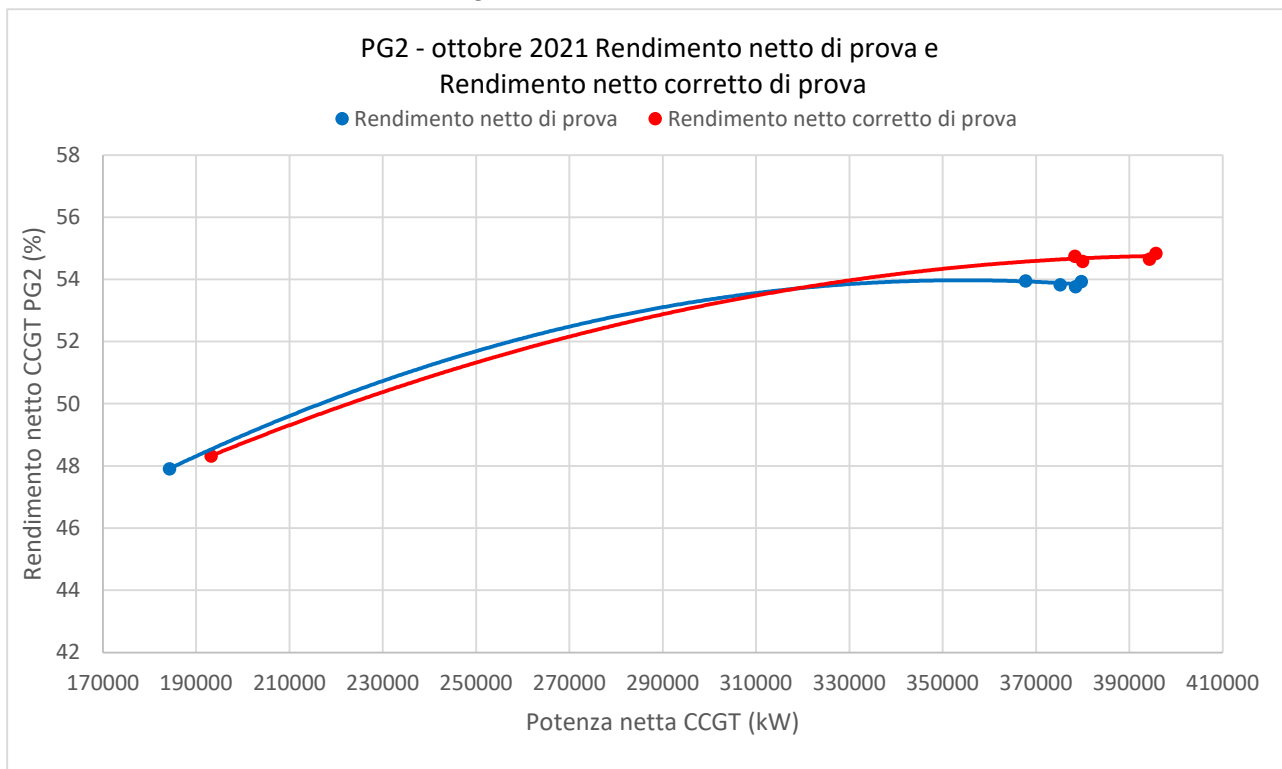
6.2 TABELLE DATI ELABORATI E GRAFICI RISULTATI

6.2.1 Tabella dati elaborati

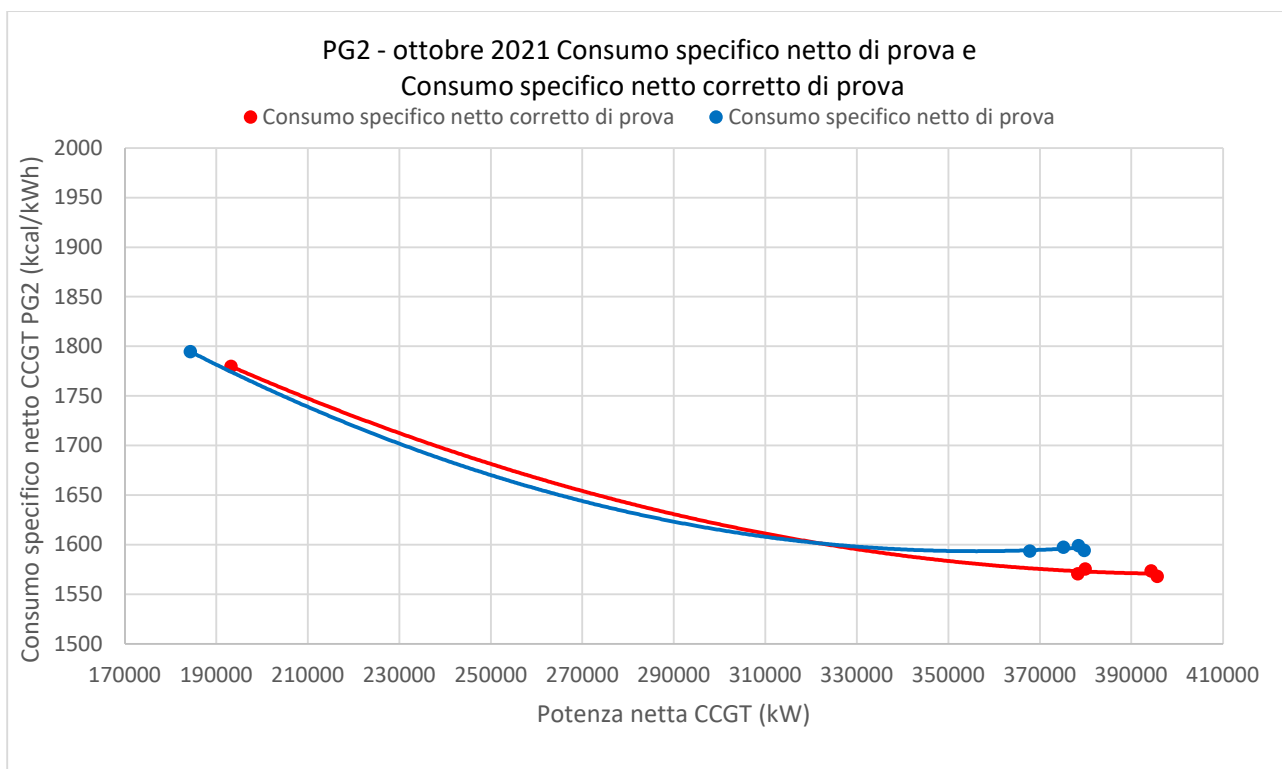
Priolo Gargallo PG2		data>	20/10/21	21/10/21	21/10/21	22/10/21	21/10/21
		ora inizio>	15:00:00	07:00:00	13:15:00	05:45:00	14:30:00
		ora fine	15:30:00	07:30:00	13:45:00	06:15:00	15:00:00
		Prova n°	TEST 01	TEST 02	TEST 03	TEST 04	TEST 05
Funzionamento in base load			SI	NO	SI	NO	NO
Correzione per base load			NO	NO	NO	NO	NO
Misure utilizzate per correzioni da			ACQ	ACQ	ACQ	ACQ	ACQ
Composizione gas naturale da			LAB.	LAB.	LAB.	LAB.	LAB.
Portata gas naturale da			Orificio	Orificio	Orificio	Orificio	Orificio
ELABORAZIONE PRESTAZIONI CICLO COMBINATO							
1	Potenza generata TG	kW	270282	270391	270356	263306	113644
2	Potenza generata TV	kW	114460	111190	115968	110709	74773
3	Potenza lorda ciclo combinato	kW	384741	381581	386324	374015	188417
4	Potenza totale ausiliari elettrici	kW	4853	4990	5186	4824	3386
5	Perdite di trasformazione complessive	kW	1462	1450	1468	1421	716
6	Potenza netta ciclo combinato	kW	378426	375141	379670	367770	184315
7	Portata massica gas naturale TG	kg/s	15,419	15,195	15,373	14,889	8,401
8	Portata Volumetrica Normale gas naturale	Nm3/h	67351	66569	67190	65034	36718
9	PCI Massico gas naturale	kJ/kg	45638	45861	45792	45774	45792
10	PCI Volumetrico gas naturale alle condizioni normali	kJ/Nm3	37615	37686	37717	37726	37717
11	Rendimento netto ciclo combinato di prova	%	53,78	53,83	53,93	53,96	47,91
12	Consumo specifico netto ciclo combinato di prova	kcal/kWh	1599,0	1597,3	1594,2	1593,4	1794,6
13	Temperatura ambiente	°C	22,749	16,500	21,801	18,881	23,372
14	Pressione ambiente	mbar	1022,5	1020,4	1018,5	1015,9	1017,0
15	Umidità relativa ambiente	%	48,02	80,56	68,90	86,10	54,23
16	Frequenza di rete	Hz	49,999	49,997	49,997	50,001	49,662
17	Temperatura acqua condensatrice ingresso condensatore	°C	22,18	21,54	22,03	21,96	22,05
18	Pressione vapore al condensatore TV	bara	0,067	0,064	0,068	0,065	0,047
19	Pressione vapore al condensatore TV attesa	bara	0,051	0,049	0,051	0,050	0,042
20	Pressione vapore al condensatore TV di riferimento	bara	0,034	0,034	0,034	0,033	0,028
21	Portata acqua integrazione	kg/h	3770,7	18068,1	11421,1	6333,7	542,4
22	Potenza lorda corretta ciclo combinato	kW	400874	386451	402582	384737	197478
23	Potenza netta corretta ciclo combinato	kW	394294	379928	395648	378313	193178
24	Rendimento netto corretto ciclo combinato	%	54,66	54,59	54,84	54,76	48,32
25	Consumo specifico netto corretto ciclo combinato	kcal/kWh	1573	1575	1568	1571	1780
26	Consumo specifico netto corretto ciclo combinato	kJ/kWh	6587	6596	6565	6576	7451
27	Temperatura fumi al camino	°C	115,8	115,6	115,9	115,8	100,8
28	Pressione fumi al camino	mbar	990,0	988,7	988,9	988,4	991,8
29	Misura O2 al camino	% v/v	13,924	13,865	13,883	13,856	14,738
30	Portata fumi al camino	Nm3/h	2113386	2110553	2126180	2079549	1176203
31	CO rif. 15% al camino	mg/Nm3	0,075	0,076	0,038	0,070	1,733
32	NO rif. 15% al camino	mg/Nm4	24,80	21,10	23,84	20,61	19,80

	CCGT ITALIA		Document Documento n.	
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG2 Ottobre 2021		22PRERP007	
			REV. 00	24.03.2022
		Sheet Pagina	10	of di 23

6.2.2 Rendimento netto di prova e corretto di Ciclo Combinato

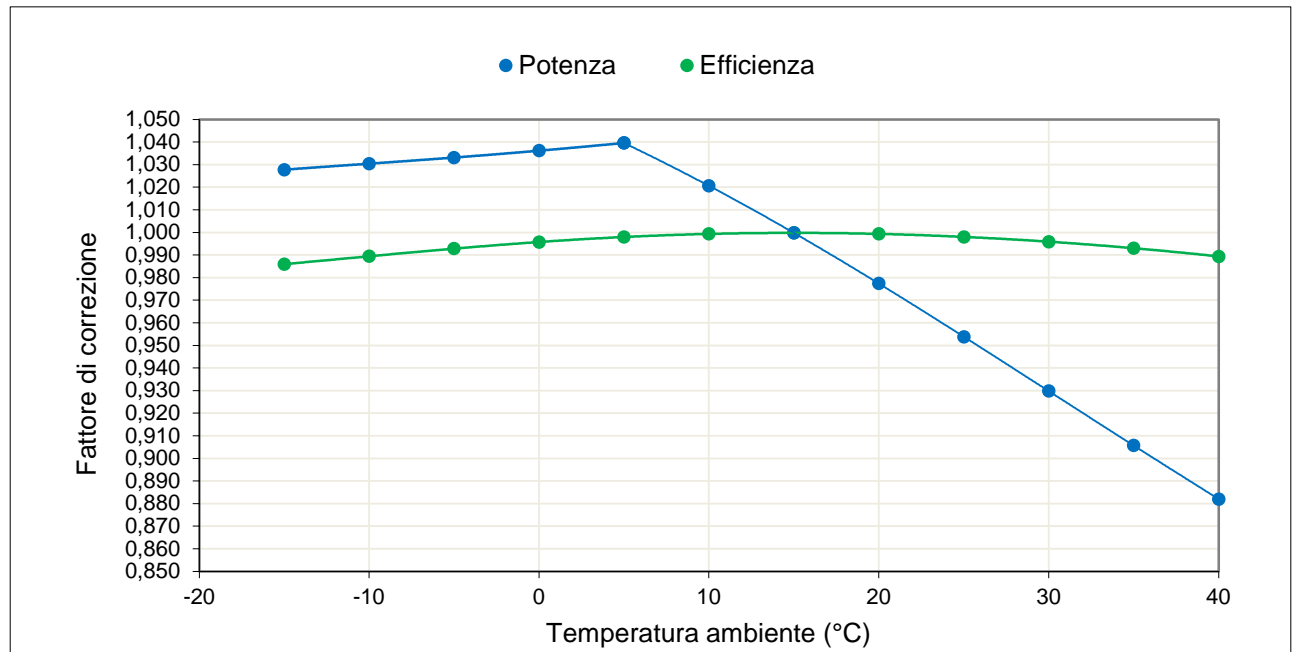


6.2.3 Consumo specifico netto di prova e corretto di Ciclo Combinato

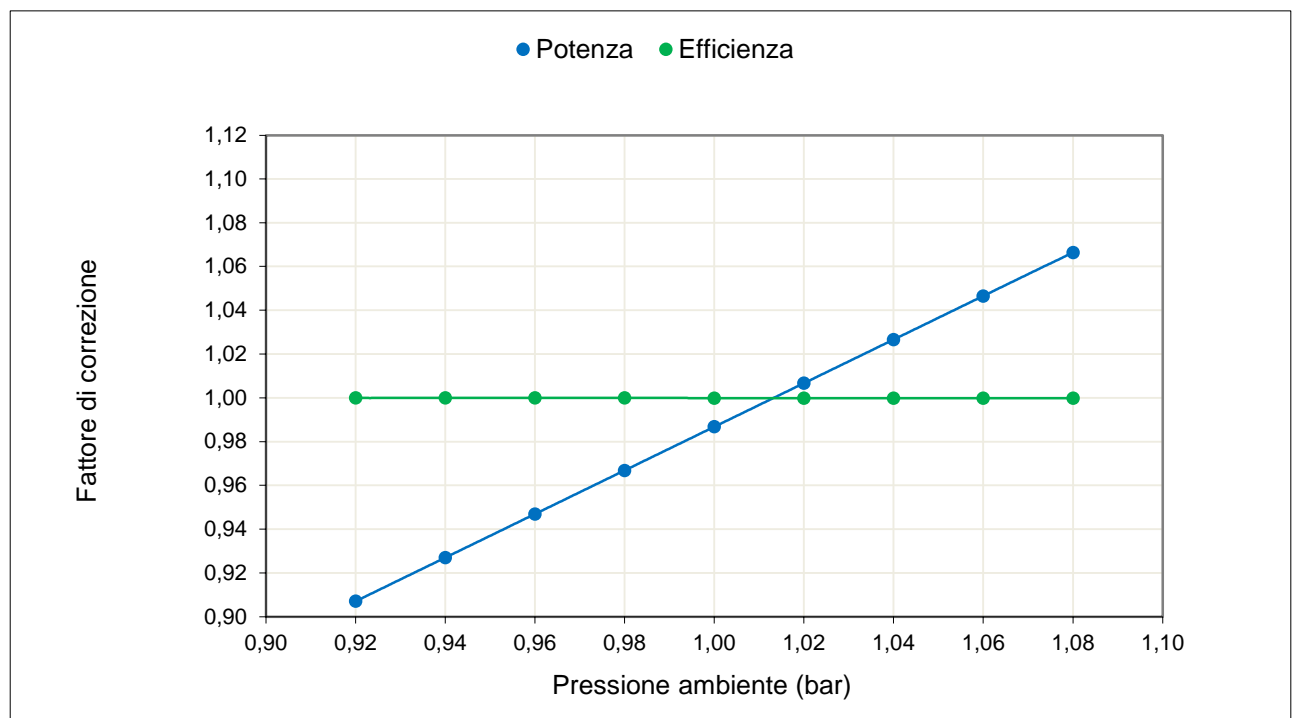


6.3 CURVE DI CORREZIONE E RIFERIMENTO MODULO

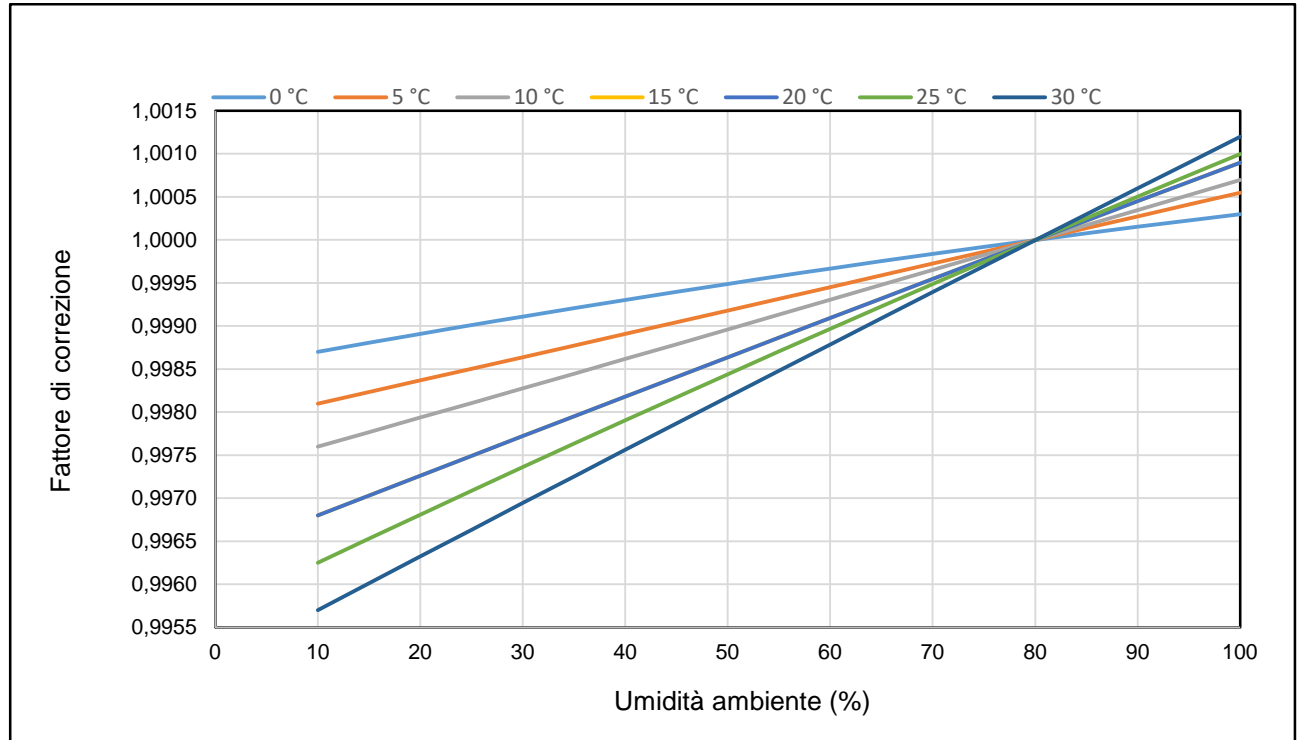
6.3.1 Curva correzione Potenza ed Efficienza VS Temperatura ingresso compressore



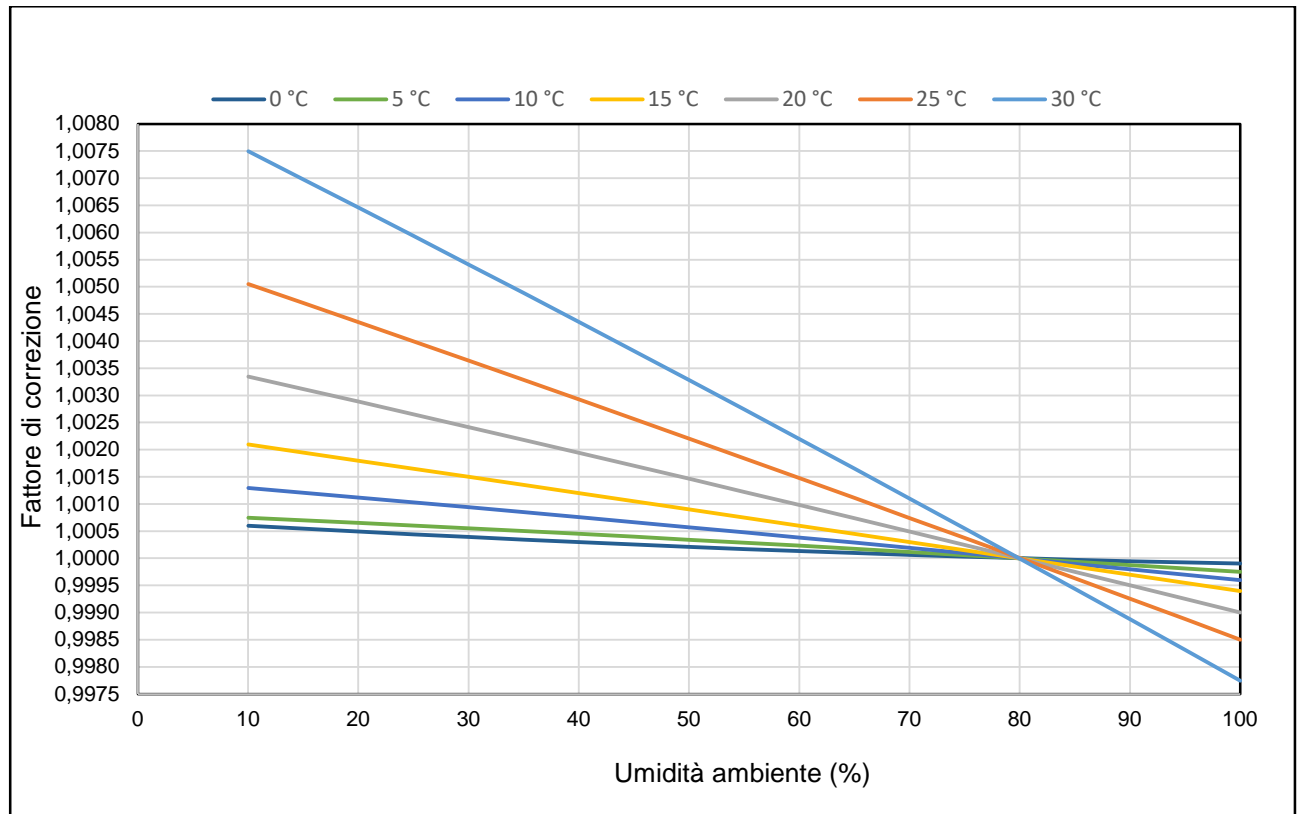
6.3.2 Curva correzione Potenza ed Efficienza VS Pressione Ambiente

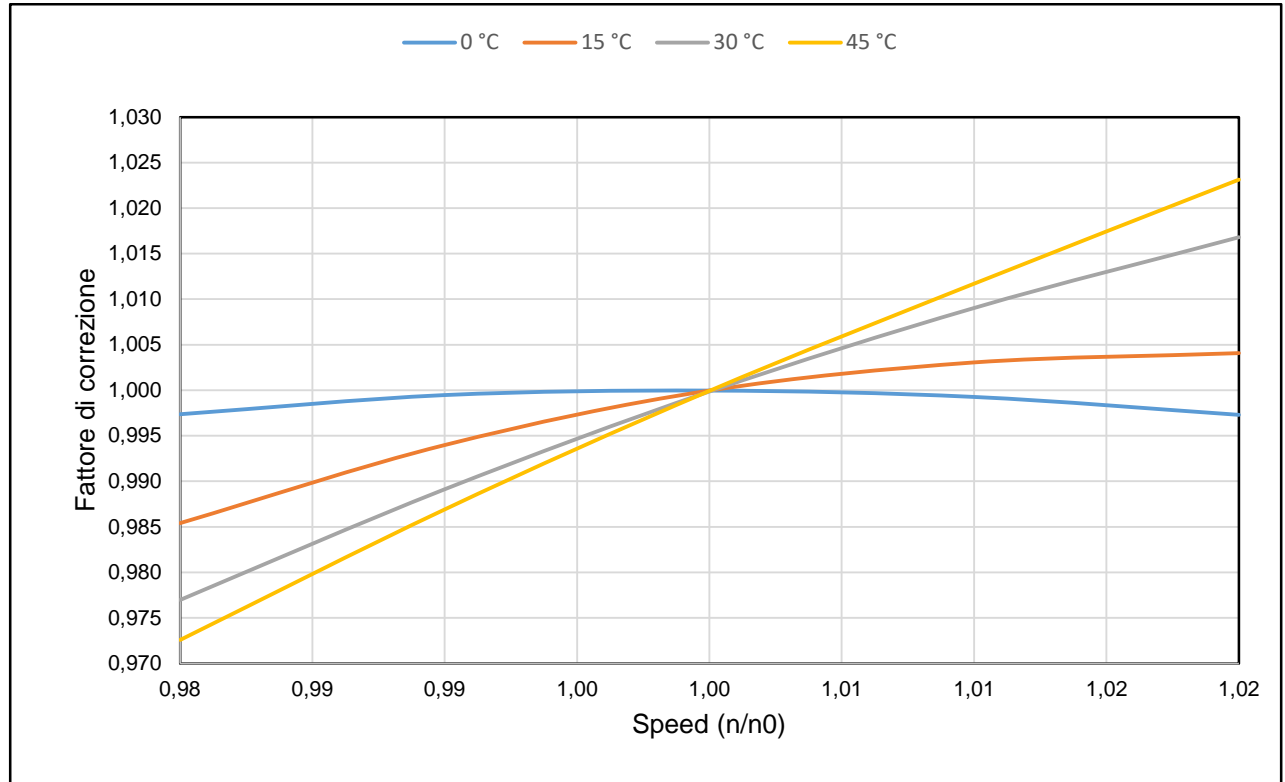
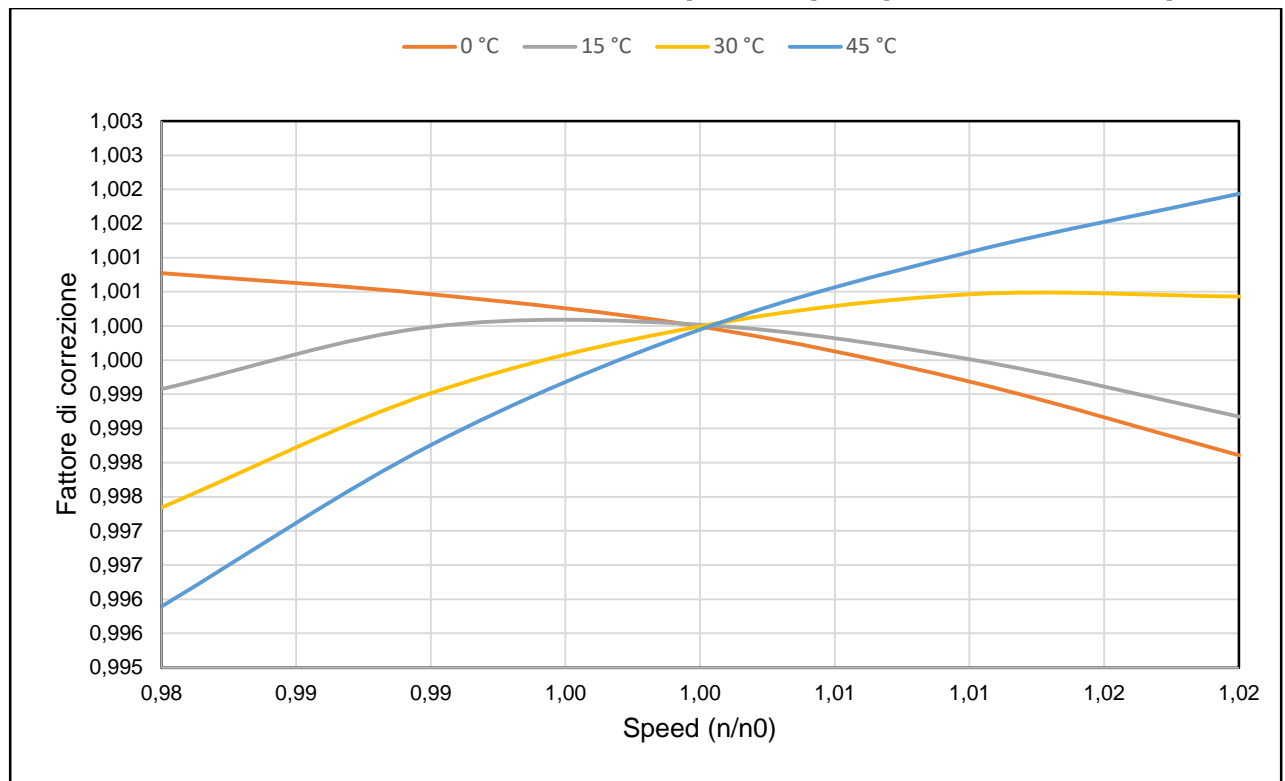


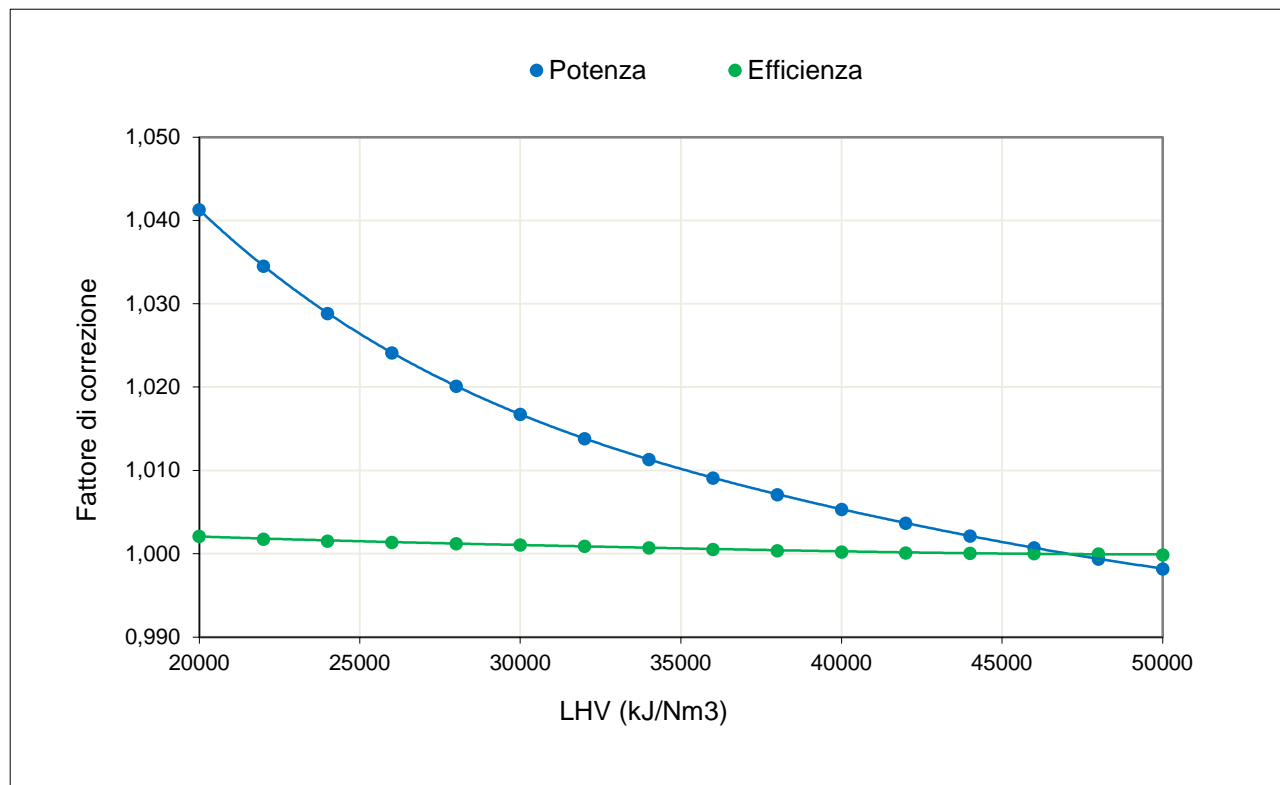
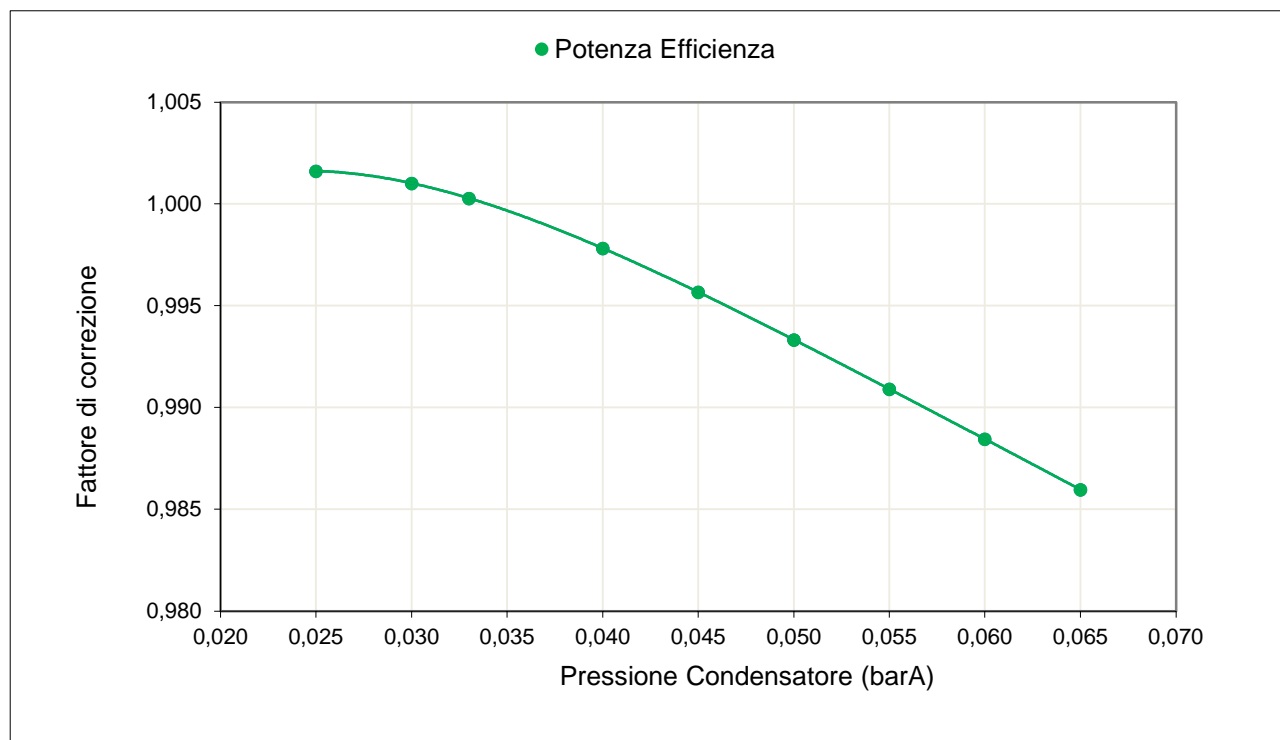
6.3.3 Curva correzione Potenza VS Umidità ambiente $f(T_{\text{temperatura ambiente}})$



6.3.4 Curva correzione Efficienza VS Umidità ambiente $f(T_{\text{temperatura ambiente}})$



6.3.5 Curva correzione Potenza VS Frequenza f (Temperatura Ambiente)

6.3.6 Curva correzione Efficienza VS Frequenza f (Temperatura Ambiente)


6.3.7 Curva correzione Potenza ed Efficienza VS Potere Calorifico Inferiore NG

6.3.8 Curva correzione Potenza ed Efficienza VS Pressione Condensatore




CCGT ITALIA

Verifica prestazioni termodinamiche
ciclo combinato PG2
Ottobre 2021

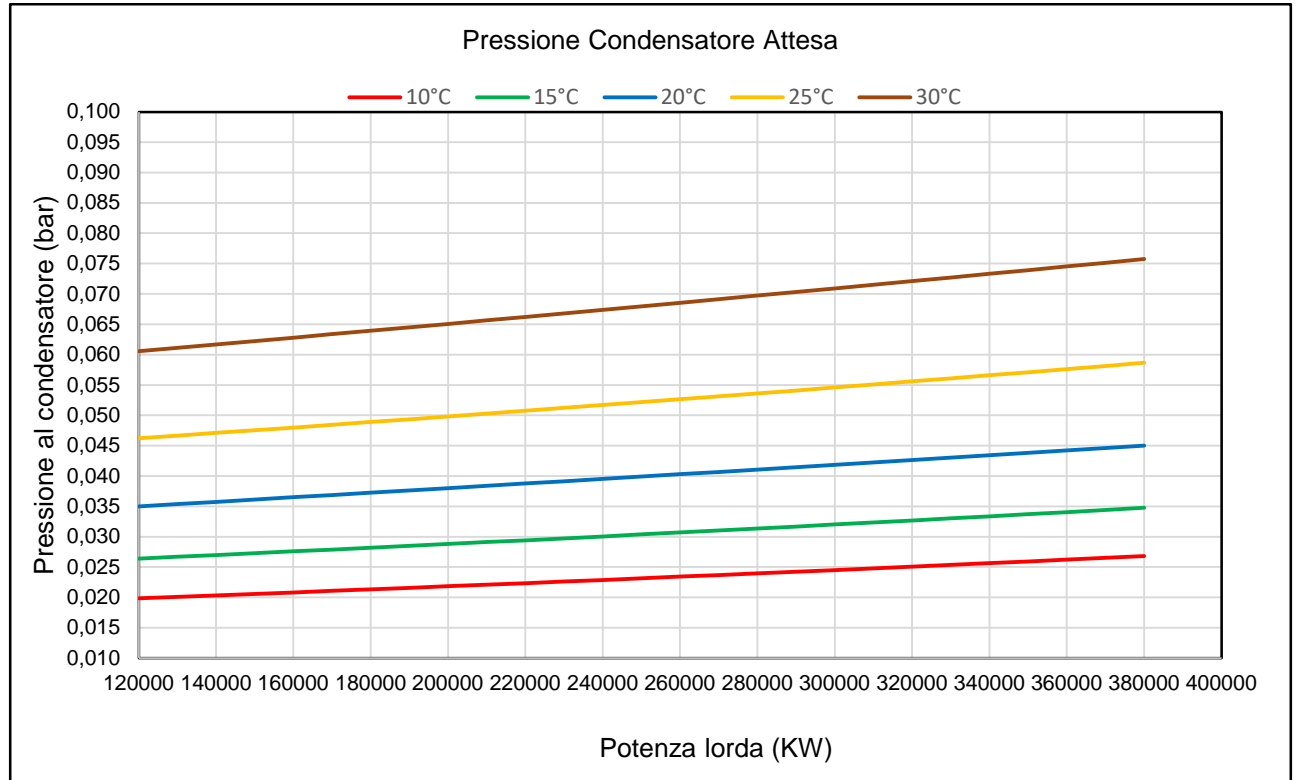
Document
Documento n.

22PRERP007

REV. 00 24.03.2022

Sheet 15 of 23
Pagina di

6.3.9 Curva Pressione Condensatore attesa f (Temperatura acqua circolazione)



	CCGT ITALIA		Document Documento n.
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG2 Ottobre 2021		22PRERP007
			REV. 00 24.03.2022 Sheet Pagina 16 of 23 di

6.4 ANALISI GASCROMATOGRAFICHE CAMPIONI DI GAS NATURALE

Cliente:

ENEL PRODUZIONE S.p.A.

Via Argine Po. 2

29015 Castel San Giovanni PC

Rapporto di Prova N°: S-SSC-2103820

Data emissione: 13/12/2021

Campione dichiarato dal cliente: Gas naturale

Vs. riferimento: Centrale Archimede

C.U.A. ITPG

Data arrivo: 10/11/2021

Data accettazione: 22/11/2021

Data inizio prove: 26/11/2021

Data fine prove: 09/12/2021

Descrizione del campione: compressa in bombola.

Imballaggio: scatola di cartone

Campionamento: Effettuato dal cliente.

Informazioni fornite dal cliente:

Etichetta: Centrale di Priolo Gargallo TG 2 - Test 1 - 20/10/2021 15:00-15:30 - campione 1 di 3.

Prova	Risultato	UdM
COMPOSIZIONE		
<i>ASTM D1945-14(2019)</i>		
Elio	0,01	% molare
Anidride carbonica	0,84	% molare
Etano	5,52	% molare
Ossigeno + Argon	< 0,04	% molare
Azoto	3,77	% molare
Metano	86,91	% molare
Propano	1,72	% molare
i-Butano	0,26	% molare
n-Butano	0,39	% molare
i-Pentano	0,09	% molare
n-Pentano	0,06	% molare
Esani + idrocarburi superiori	0,03	% molare
POTERE CALORIFICO SUPERIORE (DA CALCOLO)		
<i>ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017</i>		
Potere calorifico superiore	39460	kJ/Sm³
Potere calorifico superiore	41691	kJ/Nm³
Potere calorifico superiore	9425	kcal/Sm³
Potere calorifico superiore	9958	kcal/Nm³
POTERE CALORIFICO INFERIORE (DA CALCOLO)		
<i>ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017</i>		

Il Laboratorio si assume la responsabilità di tutte le informazioni contenute nel Rapporto di Prova, ad eccezione di quelle fornite dal Cliente.
I risultati si riferiscono esclusivamente al campione sottoposto a prova. Quando il campionamento non è effettuato dal Laboratorio, i risultati si riferiscono al campione così come ricevuto.
Laddove applicabile, il residuo del campione viene conservato per tre mesi dalla data di emissione del Rapporto di Prova. La riproduzione parziale del presente Rapporto di Prova è ammessa solo dopo autorizzazione scritta del Responsabile del Laboratorio.

	CCGT ITALIA		Document Documento n.
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG2 Ottobre 2021		22PRERP007
			REV. 00 24.03.2022 Sheet 17 of 23 Pagina di



INNOVHUB
STAZIONI SPERIMENTALI
PER L'INDUSTRIA

innovazione e ricerca



STAZIONE SPERIMENTALE
PER I COMBUSTIBILI
SEDE OPERATIVA:
Via Galileo Galilei, 1
20097 San Donato Milanese MI
Tel +39 02.8515.3500
sales.innovhub@mi.lcamcom.it
www.innovhub-ssl.it



LAB N° 0062 L

Prova	Risultato	UdM
Potere calorifico inferiore	35639	kJ/Sm ³
Potere calorifico inferiore	37601	kJ/Nm ³
Potere calorifico inferiore	8512	kcal/Sm ³
Potere calorifico inferiore	8981	kcal/Nm ³
FATTORE COMPRIMIBILITÀ (DA CALCOLO)		
ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017		
Fattore di comprimibilità a 15 °C	0,99757	
Fattore di comprimibilità a 0 °C	0,99707	
DENSITÀ (DA CALCOLO)		
ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017		
Densità	0,7809	kg/Sm ³
Densità	0,8242	kg/Nm ³
Densità relativa (da calcolo)		
ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017		
	0,6372	
INDICE DI WOBBE (DA CALCOLO)		
ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017		
Indice di Wobbe superiore	49,43	MJ/Sm ³
Indice di Wobbe inferiore	44,65	MJ/Sm ³
Carbonio (da calcolo)		
ASTM D1945-14(2019)		
	70,61	% massa
Fattore di emissione (da calcolo)		
ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017		
	56,69	tCO ₂ /TJ

	CCGT ITALIA		Document Documento n.
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG2 Ottobre 2021		22PRERP007
			REV. 00 24.03.2022 Sheet Pagina 18 of 23 di

Rapporto di Prova N°: S-SSC-2103821

Data emissione: 13/12/2021

Campione dichiarato dal cliente: Gas naturale

Vs. riferimento: Centrale Archimede

C.U.A ITPG

Data arrivo: 10/11/2021

Data accettazione: 22/11/2021

Data inizio prove: 25/11/2021

Data fine prove: 09/12/2021

Descrizione del campione: compressa in bombola.

Imballaggio: scatola di cartone

Campionamento: Effettuato dal cliente.

Informazioni fornite dal cliente:

Etichetta: Centrale di Priolo Gargallo TG 2 - Test 2 - 21/10/2021 07:00 -07:30 - campione 1di3.

Prova	Risultato	UdM
COMPOSIZIONE		
<i>ASTM D1945-14(2019)</i>		
Elio	0,02	% molare
Anidride carbonica	0,83	% molare
Etano	6,30	% molare
Ossigeno + Argon	< 0,04	% molare
Azoto	3,49	% molare
Metano	86,99	% molare
Propano	1,63	% molare
i-Butano	0,24	% molare
n-Butano	0,35	% molare
i-Pentano	0,08	% molare
n-Pentano	0,05	% molare
Esani + idrocarburi superiori	0,02	% molare
POTERE CALORIFICO SUPERIORE (DA CALCOLO)		
<i>ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017</i>		
Potere calorifico superiore	39536	kJ/Sm³
Potere calorifico superiore	41771	kJ/Nm³
Potere calorifico superiore	9443	kcal/Sm³
Potere calorifico superiore	9977	kcal/Nm³

POTERE CALORIFICO INFERIORE (DA CALCOLO)

ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017

	CCGT ITALIA		Document Documento n.
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG2 Ottobre 2021		22PRERP007
			REV. 00 24.03.2022 Sheet Pagina 19 of 23 di



INNOVHUB
STAZIONI SPERIMENTALI
PER L'INDUSTRIA

innovazione e ricerca



STAZIONE SPERIMENTALE
PER I COMBUSTIBILI
SEDE OPERATIVA:
Via Galileo Galilei, 1
20097 San Donato Milanese MI
Tel +39 02.8515.3500
sales.innovhub@mi.camcom.it
www.innovhub-ssl.it



LAB N° 0082 L

Prova	Risultato	UdM
Potere calorifico inferiore	35707	kJ/Sm ³
Potere calorifico inferiore	37672	kJ/Nm ³
Potere calorifico inferiore	8528	kcal/Sm ³
Potere calorifico inferiore	8998	kcal/Nm ³
FATTORE COMPRIMIBILITÀ (DA CALCOLO)		
ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017		
Fattore di comprimibilità a 15 °C	0,99757	
Fattore di comprimibilità a 0 °C	0,99707	
DENSITÀ (DA CALCOLO)		
ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017		
Densità	0,7786	kg/Sm ³
Densità	0,8218	kg/Nm ³
Densità relativa (da calcolo)		
ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017		
	0,6354	
INDICE DI WOBBE (DA CALCOLO)		
ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017		
Indice di Wobbe superiore	49,60	MJ/Sm ³
Indice di Wobbe inferiore	44,80	MJ/Sm ³
Carbonio (da calcolo)		
ASTM D1945-14(2019)		
	70,92	% massa
Fattore di emissione (da calcolo)		
ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017		
	56,66	tCO ₂ /TJ

	CCGT ITALIA	Document Documento n.
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG2 Ottobre 2021	22PRERP007
		REV. 00 24.03.2022 Sheet 20 of 23 Pagina di

Rapporto di Prova N°: S-SSC-2103822

Data emissione: 14/12/2021

Campione dichiarato dal cliente: Gas naturale

Vs. riferimento: Centrale Archimede

C.U.A ITPG

Data arrivo: 10/11/2021

Data accettazione: 25/11/2021

Data inizio prove: 25/11/2021

Data fine prove: 09/12/2021

Descrizione del campione: compressa in bombola.

Imballaggio: scatola di cartone

Campionamento: Effettuato dal cliente.

Informazioni fornite dal cliente:

Etichetta: Centrale di Priolo Gargallo TG 2 - Test 3 - 21/10/2021 13:15-13:45 - campione 1di2.

Prova	Risultato	UdM
COMPOSIZIONE		
<i>ASTM D1945-14(2019)</i>		
Elio	0,02	% molare
Anidride carbonica	0,82	% molare
Etano	6,17	% molare
Ossigeno + Argon	< 0,04	% molare
Azoto	3,59	% molare
Metano	86,91	% molare
Propano	1,67	% molare
i-Butano	0,26	% molare
n-Butano	0,38	% molare
i-Pentano	0,09	% molare
n-Pentano	0,06	% molare
Esani + idrocarburi superiori	0,03	% molare
POTERE CALORIFICO SUPERIORE (DA CALCOLO)		
<i>ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017</i>		
Potere calorifico superiore	39566	kJ/Sm³
Potere calorifico superiore	41804	kJ/Nm³
Potere calorifico superiore	9450	kcal/Sm³
Potere calorifico superiore	9985	kcal/Nm³
POTERE CALORIFICO INFERIORE (DA CALCOLO)		
<i>ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017</i>		

	CCGT ITALIA		Document Documento n.
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG2 Ottobre 2021		22PRERP007
			REV. 00 24.03.2022 Sheet Pagina 21 of 23 di



INNOVHUB
STAZIONI SPERIMENTALI
PER L'INDUSTRIA

innovazione e ricerca



STAZIONE SPERIMENTALE
PER I COMBUSTIBILI
SEDE OPERATIVA:
Via Galileo Galilei, 1
20097 San Donato Milanese MI
Tel +39 02.8515 3500
sales.innovhub@mi.camcom.it
www.innovhub-ssl.it



LAB N° 0082 L

Prova	Risultato	UdM
Potere calorifico inferiore	35736	kJ/Sm ³
Potere calorifico inferiore	37704	kJ/Nm ³
Potere calorifico inferiore	8535	kcal/Sm ³
Potere calorifico inferiore	9005	kcal/Nm ³

FATTORE COMPRIMIBILITÀ (DA CALCOLO)

ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017

Fattore di comprimibilità a 15 °C	0,99756
Fattore di comprimibilità a 0 °C	0,99706

DENSITÀ (DA CALCOLO)

ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017

Densità	0,7804	kg/Sm ³
Densità	0,8237	kg/Nm ³

Densità relativa (da calcolo)

0,6368

ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017

INDICE DI WOBBE (DA CALCOLO)

ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017

Indice di Wobbe superiore	49,58	MJ/Sm ³
Indice di Wobbe inferiore	44,78	MJ/Sm ³

Carbonio (da calcolo)

70,84

% massa

ASTM D1945-14(2019)

Fattore di emissione (da calcolo)

56,68

tCO₂/TJ

ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017

	CCGT ITALIA		Document Documento n.
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG2 Ottobre 2021		22PRERP007
			REV. 00 24.03.2022 Sheet 22 of 23 Pagina di

Rapporto di Prova N°: S-SSC-2103823

Data emissione: 13/12/2021
 Campione dichiarato dal cliente: Gas naturale
 Vs. riferimento: Centrale Archimede
 C.U.A ITPG
 Data arrivo: 10/11/2021 Data accettazione: 25/11/2021
 Data inizio prove: 25/11/2021 Data fine prove: 09/12/2021
 Descrizione del campione: compressa in bombola.
 Imballaggio: scatola di cartone
 Campionamento: Effettuato dal cliente.

Informazioni fornite dal cliente:

Etichetta: Centrale di Priolo Gargallo TG 2 - Test 4 - 22/10/2021 05:45-06:15 - campione 1di3.

Prova	Risultato	UdM
COMPOSIZIONE		
<i>ASTM D1945-14(2019)</i>		
Elio	0,02	% molare
Anidride carbonica	0,82	% molare
Etano	6,14	% molare
Ossigeno + Argon	< 0,04	% molare
Azoto	3,61	% molare
Metano	86,88	% molare
Propano	1,70	% molare
i-Butano	0,26	% molare
n-Butano	0,39	% molare
i-Pentano	0,09	% molare
n-Pentano	0,06	% molare
Esani + idrocarburi superiori	0,03	% molare
POTERE CALORIFICO SUPERIORE (DA CALCOLO)		
<i>ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017</i>		
Potere calorifico superiore	39576	kJ/Sm³
Potere calorifico superiore	41813	kJ/Nm³
Potere calorifico superiore	9453	kcal/Sm³
Potere calorifico superiore	9987	kcal/Nm³

POTERE CALORIFICO INFERIORE (DA CALCOLO)

ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017

	CCGT ITALIA	Document Documento n.
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG2 Ottobre 2021	22PRERP007
		REV. 00 24.03.2022 Sheet 23 of 23 Pagina di

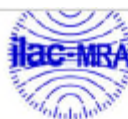


INNOVHUB
STAZIONI SPERIMENTALI
PER L'INDUSTRIA

innovazione e ricerca

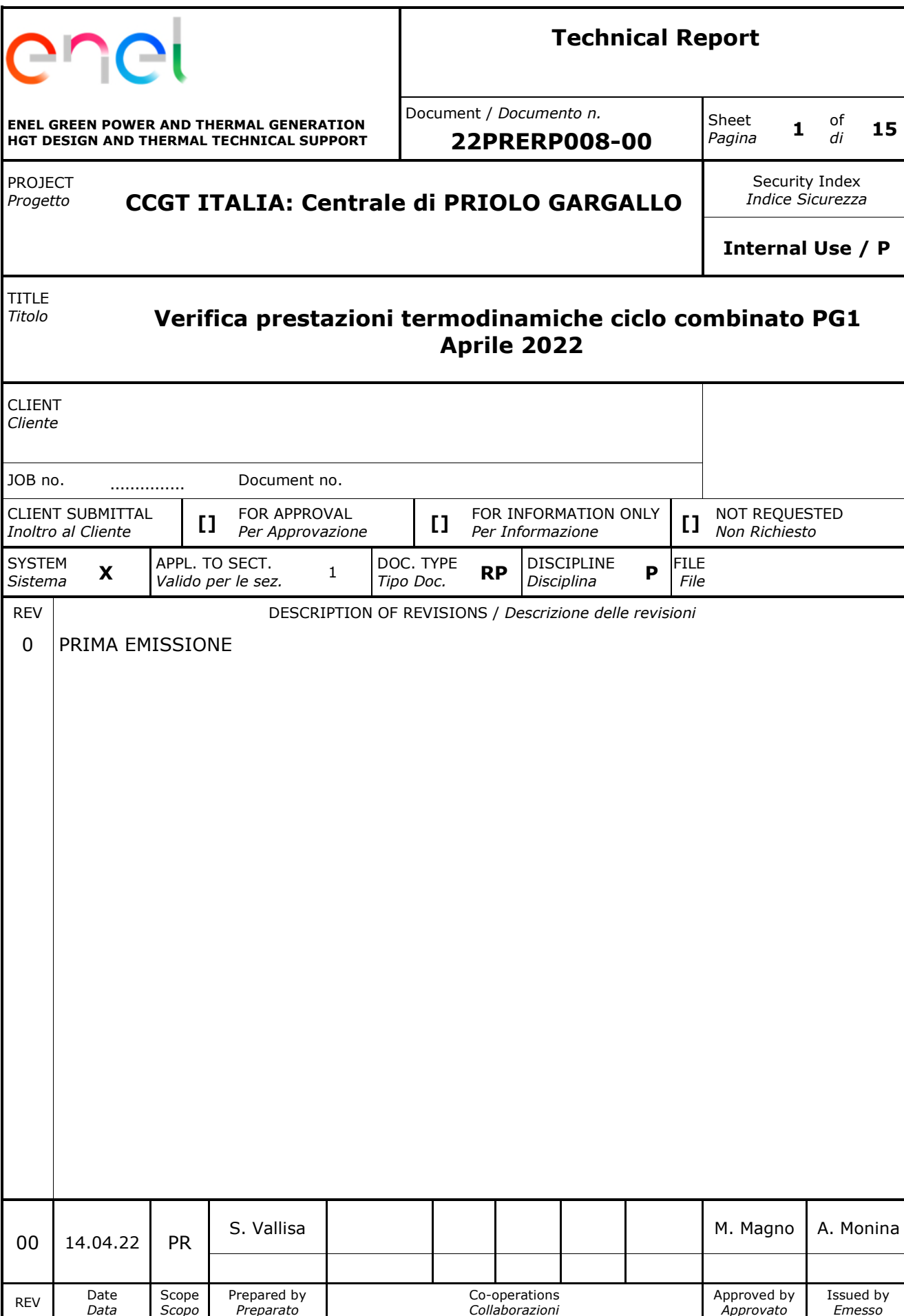


STAZIONE SPERIMENTALE
PER I COMBUSTIBILI
SEDE OPERATIVA:
Via Galileo Galilei, 1
20097 San Donato Milanese MI
Tel +39 02.8515.3500
sales.innovhub@mi.camcom.it
www.innovhub-ssi.it



LAB N° 0082 L

Prova	Risultato	UdM
Potere calorifico inferiore	35745	kJ/Sm ³
Potere calorifico inferiore	37712	kJ/Nm ³
Potere calorifico inferiore	8538	kcal/Sm ³
Potere calorifico inferiore	9007	kcal/Nm ³
FATTORE COMPRIMIBILITÀ (DA CALCOLO)		
ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017		
Fattore di comprimibilità a 15 °C	0,99756	
Fattore di comprimibilità a 0 °C	0,99706	
DENSITÀ (DA CALCOLO)		
ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017		
Densità	0,7809	kg/Sm ³
Densità	0,8242	kg/Nm ³
Densità relativa (da calcolo)		
ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017		
	0,6372	
INDICE DI WOBBE (DA CALCOLO)		
ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017		
Indice di Wobbe superiore	49,58	MJ/Sm ³
Indice di Wobbe inferiore	44,78	MJ/Sm ³
Carbonio (da calcolo)		
ASTM D1945-14(2019)		
	70,83	% massa
Fattore di emissione (da calcolo)		
ASTM D1945-14(2019) + UNI EN ISO 6976:2017		
	56,70	tCO ₂ /TJ



	CCGT ITALIA	Document Documento n.
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG1 Aprile 2022	22PRERP008
		REV. 00 14.04.2022 Sheet 2 of 15 Pagina di

Indice

1.	Generalità e obiettivo delle prove	3
2.	Procedura di Prova e di Elaborazione Dati.....	3
3.	Criteri e strumenti di misura	3
4.	Descrizione delle prove effettuate ed osservazioni particolari	4
5.	Risultati	4
6.	Allegati	5
6.1	Tabelle dati acquisiti	5
6.1.1	Tabella dati da strumentazione installata temporaneamente	5
6.1.2	Tabella dati impianto	6
6.2	Tabelle dati elaborati e grafici risultati.....	9
6.2.1	Tabella dati elaborati	9
6.2.2	Rendimento netto di prova e corretto di Ciclo Combinato	10
6.2.3	Consumo specifico netto di prova e corretto di Ciclo Combinato	10
6.3	Curve di correzione e riferimento modulo	11
6.3.1	Curva correzione Potenza ed Efficienza VS Temperatura ingresso compressore .	11
6.3.2	Curva correzione Potenza ed Efficienza VS Pressione Ambiente	11
6.3.3	Curva correzione Potenza VS Umidità ambiente $f(\text{Temperatura ambiente})$	12
6.3.4	Curva correzione Efficienza VS Umidità ambiente $f(\text{Temperatura ambiente})$	12
6.3.5	Curva correzione Potenza VS Frequenza $f(\text{Temperatura Ambiente})$	13
6.3.6	Curva correzione Efficienza VS Frequenza $f(\text{Temperatura Ambiente})$	13
6.3.7	Curva correzione Potenza ed Efficienza VS Potere Calorifico Inferiore NG.....	14
6.3.8	Curva correzione Potenza ed Efficienza VS Pressione Condensatore	14
6.3.9	Curva Pressione Condensatore attesa $f(\text{Temperatura acqua circolazione})$	15

	CCGT ITALIA	Document Documento n.
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG1 Aprile 2022	22PRERP008
		REV. 00 14.04.2022 Sheet 3 of 15 Pagina di

1. GENERALITÀ E OBIETTIVO DELLE PROVE

Nei giorni 05÷07 aprile 2022 sono state eseguite da Enel Green Power and Thermal Generation, HGT-Design and Thermal Technical Support, alcune prove di verifica delle prestazioni termodinamiche del Ciclo Combinato PG1.

Lo scopo delle prove è stato la determinazione della potenza elettrica netta, del consumo specifico netto e quindi del rendimento netto d'impianto, calcolati con il metodo diretto, e la loro correzione alle condizioni di riferimento.

Le prove sono state fatte in assetto impianto paragonabile a quello di normale esercizio.

Tale verifica di rendimento viene effettuata in accordo a quanto richiesto al par. 8.3 del Parere Istruttorio Conclusivo del DM 184 del 19/05/2021.

Le condizioni ambientali e operative di riferimento per le prestazioni di modulo sono:

- Temperatura aria = 15 °C;
- Pressione atmosferica = 1013 mbar;
- Umidità ambiente = 60 %
- Temperatura H2O condensatrice = 15 °C
- Potere calorifico inferiore gas naturale = 47081 kJ/Nm³;
- Frequenza = 50 Hz;

2. PROCEDURA DI PROVA E DI ELABORAZIONE DATI

Le modalità di prova fanno riferimento per quanto pertinente all'Istruzione Tecnica ASP11PREIS003-00 del 05/09/2011.

I dati di prova sono stati corretti con le curve di correzione contenute nella relazione tecnica di Enelpower n° B12PR03192 rev. 00 del 16/06/03 e con la curva di riferimento della pressione attesa al condensatore contenuta nel rapporto di prova ASP-TO del novembre 2003.

3. CRITERI E STRUMENTI DI MISURA

La prova è stata eseguita avvalendosi di misure rilevate dalla strumentazione d'impianto estratte mediante il software PI (Plant Information). I dati di impianto riportati in rosso nella relativa tabella indicano valori sostituiti con misure estratte direttamente dal sistema di supervisione dell'impianto (DCS).

Per la portata di gas naturale è stata utilizzata la misura del contatore fiscale d'impianto per le prove del giorno 5 e 7 Aprile dove solo il Gr.1 era in servizio; per la prova del 6 Aprile, con entrambe le Unità (Gr.1 e Gr.2) in servizio, è stata detratta dalla misura complessiva la quota parte misurata sul Gr.2.

Il calcolo della portata gas al Gruppo 2 è stato eseguito off-line mediante rilievi di temperatura, pressione e pressione differenziale eseguiti sul misuratore di portata installato temporaneamente sulla stessa unità (sezione di misura con orificio) calibrato sperimentalmente presso il laboratorio tedesco PigsarTM.

Per le proprietà del gas sono stati utilizzati i dati rilevati attraverso il gascromatografo d'impianto. I valori delle emissioni di NO_x e CO sono quelli registrati dal sistema di monitoraggio d'impianto (SME).

	CCGT ITALIA	Document Documento n.
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG1 Aprile 2022	22PRERP008
		REV. 00 14.04.2022 Sheet Pagina 4 of 15 di

4. DESCRIZIONE DELLE PROVE EFFETTUATE ED OSSERVAZIONI PARTICOLARI

Nei giorni precedenti le prove è stato effettuato il lavaggio off line del compressore della turbina a gas.

Le prove eseguite sono identificate in tabella:

Prova	Carico lordo generato	Data	Inizio Prova	Fine Prova
Test 01	159623	05-apr-22	14:00	15:00
Test 02	345272	06-apr-22	20:19	20:49
Test 03	259185	07-apr-22	10:00	11:00

5. RISULTATI

Nella tabella sottostante i principali valori misurati e calcolati dai dati di prova:

Prova	N°	TEST 01	TEST 02	TEST 03
Potenza lorda ciclo combinato	kW	159623	345272	259185
Potenza netta ciclo combinato	kW	156056	340473	255115
Consumo netto ciclo combinato	kcal/kWh	1955,7	1696,2	1752,8
Rendimento netto ciclo combinato	%	43,97	50,69	49,06
Potenza lorda corretta ciclo combinato	kW	160124	345804	264593
Potenza netta corretta ciclo combinato	kW	156546	340997	260438
Consumo netto corretto ciclo combinato	kcal/kWh	1956,0	1693,0	1752,8
Rendimento netto corretto ciclo combinato	%	43,97	50,80	49,07

	CCGT ITALIA	Document Documento n.
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG1 Aprile 2022	22PRERP008
		REV. 00 14.04.2022 Sheet 5 of 15 Pagina di

6. ALLEGATI

6.1 TABELLE DATI ACQUISITI

6.1.1 Tabella dati da strumentazione installata temporaneamente

	data>	06/04/22
	ora inizio>	20:19:00
	ora fine	20:49:00
	Prova n°	TEST 02
Temperatura gas naturale unità 2	°C	34,630
Pressione gas naturale unità 2 prese AA	bara	26,903
Pressione gas naturale unità 2 prese BB	bara	26,902
Pressione differenziale gas naturale unità 2 prese AA	mbar	368,03
Pressione differenziale gas naturale unità 2 prese BB	mbar	364,30

	CCGT ITALIA		Document Documento n.
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG1 Aprile 2022		22PRERP008
			REV. 00 14.04.2022 Sheet 6 of 15 Pagina di

6.1.2 Tabella dati impianto

			TEST 01	TEST 02	TEST 03
			05/04/2022 14:00:00	06/04/2022 20:19:00	07/04/2022 10:00:00
			05/04/2022 15:00:00	06/04/2022 20:49:00	07/04/2022 11:00:00
Name	Description	Engunits	Value	Value	Value
PG00.GAS_C2H6	ETHANE -CONCENTRAZIONE MOLARE	% Vol	5,8098	5,8438	5,8785
PG00.GAS_C3H8	PROPANO -CONCENTRAZIONE MOLARE	% Vol	1,6732	1,6285	1,5718
PG00.GAS_C6	HEXANE -CONCENTRAZIONE MOLARE	% Vol	0,0132	0,0102	0,0084
PG00.GAS_CH4	METHANE -CONCENTRAZIONE MOLARE	% Vol	87,374	87,585	87,614
PG00.GAS_CO2	CARBON DIOXIDE -CONCENTRAZIONE MOLARE	% Vol	0,7978	0,7070	0,7583
PG00.GAS_DENS	Densità del Gas	Kg/Sm3	0,8000	0,8000	0,8000
PG00.GAS_ICV	ICV		35,615	35,577	35,524
PG00.GAS_HEAT	GAS HEAT VALUE	Mj/m3	39,437	39,399	39,341
PG00.GAS_iC4H10	i-BUTANE -CONCENTRAZIONE MOLARE	% Vol	0,2489	0,2318	0,2224
PG00.GAS_iC5H12	i-PENTANE -CONCENTRAZIONE MOLARE	% Vol	0,0855	0,0752	0,0701
PG00.GAS_N2	NITROGEN -CONCENTRAZIONE MOLARE	% Vol	3,5751	3,5382	3,4987
PG00.GAS_nC4H10	n-Butano	% Mol	0,3714	0,3365	0,3140
PG00.GAS_nC5H12	n-PENTANE -CONCENTRAZIONE MOLARE	% Vol	0,0530	0,0460	0,0417
PG00.GAS_WOBBE	GAS WOBBE INDEX	Mj/m3	49,526	49,576	49,528
PG00.T44B_SC712A01E001	PORT. MET. AI TURBOGAS MIS. A INSTANT. E CORRETTA		370,37	370,370	370,37
PG00.T44B_SC712A01E002	TEMP. METANO AI TURBOGAS MIS. A	°C	19,538	18,588	17,685
PG00.T44B_SC712A01E003	PRESSIONE METANO AI TURBOGAS MIS. A		0,3686	0,3686	0,3704
PG00.T44B_SC712A02E001	PORT. MET. AI TURBOGAS MIS. B INSTANT. E CORRETTA		35879	106282	52702
PG00.T44B_SC712A02E002	TEMP. METANO AI TURBOGAS MIS. B	°C	18,595	18,231	18,333
PG00.T44B_SC712A02E003	PRESSIONE METANO AI TURBOGAS MIS. B		62,251	64,325	66,667
PG10.T3000.POT_NETTA-OUT	POTENZA NETTA	MW	156,06	340,473	255,11
PG10.UVRP.PAUX	Potenza ausiliari	MW	0,1478	0,1478	0,1478
PG11._131A_175TE3	TEMP. ACQUA CIRC. ING. COND. LATO ALTERNATORE	°C	15,340	16,721	15,476
PG11._131A_175TE4	TEMP.H2O CIRC. USCITA CONDENS.LATO TURBINA	°C	24,714	32,068	27,421
PG11._131A_176TE3	TEMP.H2O CIRC. INGR.CONDENS.LATO TURBINA	°C	15,692	17,085	15,710
PG11._131A_176TE4	TEMP.H2O CIRC. USCITA CONDENS.LATO ALTERNATORE	°C	25,221	32,130	30,520
PG11._131A_NO001X	PRESSIONE H2O DI CIRC. AL	bar	1,2603	1,2845	1,3342
PG11._161A_74TE113_1	TEMPERATURA SCARICO B.P.	°C	28,533	38,629	36,796
PG11._161A_74TE114_1	TEMPERATURA SCARICO B.P.	°C	28,447	38,513	36,739
PG11._161A_74TE115_1	TEMPERATURA SCARICO B.P.	°C	28,563	38,728	37,070
PG11._161A_74TE116_1	TEMPERATURA SCARICO B.P.	°C	28,333	38,553	36,878
PG11._161A_74TE53_1	TEMP. VAPORE SCARICO M.P. INGRESSO B.B.	°C	322,38	317,065	318,47
PG11._161A_74TE54_1	TEMP. VAPORE SCARICO M.P. INGRESSO B.B.	°C	329,09	324,353	325,27
PG11._161A_74TE56_1	TEMP. VAPORE SCARICO B.P. LATO TURB.	°C	28,620	38,043	36,498
PG11._161A_74TE57_1	TEMP. VAPORE SCARICO B.P. LATO ALTERNATORE	°C	29,155	39,047	37,376
PG11._162A_8TE6	TEMP. COLLETTORE POMPE 1CD	°C	26,578	36,347	34,847
PG11._162A_NA001X_MED	PORTATA POMPE ESTRAZIONE CONDENSATO	m³/h	230,34	358,849	297,62
PG11._162A_NA009A	PORTATA ACQUA AL CONDENSATORE	m³/h	11,174	2,4666	13,060
PG11._164A_57TE10	TEMP. VRF 2 USCITA TURBINA	°C	295,59	287,074	287,56
PG11._164A_57TE9	TEMP. VRF 1 USCITA TURBINA	°C	294,28	286,033	285,54
PG11._164A_NA011X	PORTATA ATTEMPERAMENTO BY-PASS AP	t/h	11,380	10,429	11,045
PG11._164A_NC000X_MED	VUOTO AL CONDESATORE	mmHgA	26,700	46,186	43,946
PG11._164A_NC007X	PRESS. VRF 1 USCITA TURBINA	bar	7,3363	11,765	9,4093
PG11._164A_NC020X	PRESS. VAPORE DAL DESURR. BP	bar	3,1192	2,5186	2,8839
PG11._164A_NC021X	PRESS.VAP.CAMERA RUOTA	bar	44,764	73,682	59,103
PG11._164A_NC029X	PRESS. VAPORE RISURR. AMM. TURBINA MP L. DX	bar	6,5255	10,480	8,3758
PG11._164A_NN014X	TEMP. VAPORE RISURR. AMMISS. TURBINA MP L. DX	°C	525,36	511,370	513,78
PG10.T3000._164A_NN016X-SW	TEMP. VAPORE DAL DESURRISCALDATORE AP	°C	536,52	517,787	521,82
PG11._164A_NN019X	TEMP. VAPORE RISURR. AMMISSIONE TURBINA MP LATO SX	°C	524,96	510,867	513,18
PG11._183B_242UJR40	POSIZIONE VLV REGOLAZIONE 1	%	3,2407	92,255	3,2761
PG11._183B_242UJR41	POSIZIONE VLV REGOLAZIONE 2	%	64,168	105,272	102,14
PG11._183B_242UJR42	POSIZIONE VLV REGOLAZIONE 3	%	12,635	105,086	22,716
PG11._183B_242UJR43	POSIZIONE VLV REGOLAZIONE 4	%	2,9213	2,8739	2,8789
PG11._183B_242UJR44	POSIZIONE VLV REGOLAZIONE 5	%	2,0699	97,109	2,2289
PG11._183B_242UJR45	POSIZIONE VLV REGOLAZIONE 6	%	5,3630	104,618	5,7001
PG11._183B_242UJR46	POSIZIONE VLV REGOLAZIONE 7	%	1,7949	2,2997	1,9620
PG11._183B_242UJR47	POSIZIONE VLV REGOLAZIONE 8	%	5,6607	5,7133	5,8854

	CCGT ITALIA		Document Documento n.	
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG1 Aprile 2022		22PRERP008	
			REV. 00	14.04.2022
			Sheet Pagina	7 of di 15

			TEST 01	TEST 02	TEST 03
			05/04/2022 14:00:00	06/04/2022 20:19:00	07/04/2022 10:00:00
			05/04/2022 15:00:00	06/04/2022 20:49:00	07/04/2022 11:00:00
Name	Description	Engunits	Value	Value	Value
PG11.A51A_NA702X01_H2O_FLOW	PORTATA ACQUA ING. CONDENS. COMPENSATA	t/h	223,36	351,688	287,73
PG11.A51A_NA702X02_H2O_FLOW	PORTATA ACQUA ING. CONDENS. COMPENSATA	t/h	227,00	353,967	290,58
PG11.A51A_NA748X_MED	PORTATA VAPORE B.P. COMPENSATA	t/h	14,314	37,785	27,367
PG11.A51A_NA831X_MED	PORTATA VAPORE M.P. COMPENSATA	t/h	46,832	61,976	52,332
PG11.A51A_NA831X01_COMP_FLOW	PORTATA VAPORE M.P. COMPENSATA		31,648	42,192	40,215
PG11.A51A_NA831X02_COMP_FLOW	PORTATA VAPORE M.P. COMPENSATA		46,832	61,976	52,332
PG11.A51A_NA942X_MED	PORTATA VAPORE A.P. COMPENSATA	t/h	116,14	203,141	155,81
PG11.A51A_NA942X01_COMP_FLOW	PORTATA VAPORE A.P. COMPENSATA		97,069	161,525	129,52
PG11.A51A_NA942X02_COMP_FLOW	PORTATA VAPORE A.P. COMPENSATA		116,14	203,141	155,81
PG11.A51A_NC744X_MED	PRESSIONE VAPORE B.P.	bar	3,1862	2,9210	3,0903
PG11.A51A_NC827X_MED	PRESSIONE VAPORE M.P.	bar	7,8075	14,058	12,928
PG11.A51A_NN746X_MED	TEMPERATURA VAPORE B.P.	°C	317,56	307,730	311,09
PG11.A51A_NN829X_MED	TEMPERATURA VAPORE SH M.P.	°C	273,24	290,053	292,75
PG11.A51A_NN940X_MED	TEMPERATURA VAPORE A.P.	°C	536,06	517,303	521,09
PG11.A51A_NO703X_MED	TEMPERATURA ARRIVO CONDENSATO	°C	27,666	37,244	35,914
PG11.A51A_NO708X_MED	TEMPERATURA CONDENSATO INGRESSO ECO B.P.	°C	27,523	37,073	35,771
PG11.A53A_NC703X	PRESSIONE FUMI INGRESSO CALDAIA	bar	20,759	76,432	37,396
PG11.A53A_NC738X	PRESSIONE FUMI USCITA CALDAIA	bar	-1,0383	3,5667	16,138
PG11.A53A_NN737X	TEMPERATURA FUMI USCITA CALDAIA	°C	89,378	105,357	101,68
PG11.A63A_NA715X_MED	MEDIA PORTATA H2O ALIMENTO C.C. + DSH A.P.	t/h	149,54	240,015	196,54
PG11.A63A_NA734X_MED	MEDIA PORTATA H2O ALIMENTO C.C.M.P.	t/h	46,004	66,773	56,738
PG11.A63A_NC713X_MED_CALC	PRESSIONE MANDATA AP POMPE ALIMENTO	bar	133,15	114,706	125,23
PG11.A63A_NC733X	PRESSIONE MANDATA M.P. POMPE	bar	39,846	35,984	38,346
PG11.A63A_NO701X	TEMPERATURA ASPIRAZIONE POMPE	°C	144,66	144,368	144,68
PG11.POT_ATT	POTENZA ATTIVA TV1	MW	64,164	102,698	81,144
PG11.POT_REA_TV	POTENZA REATTIVA	Mvar	-2,8384	9,9625	19,577
PG11.PRES_VAP_SH_DX	PRESSIONE VAPORE AP INGR. TURBINA	bar	90,000	74,884	78,665
PG11.PRES_VAP_SH_SX	PRESSIONE VAPORE AP INGR. TURBINA L. DX	bar	89,605	74,170	78,475
PG12.A_CXM10CM101_XQ01	UMIDITÀ RELATIVA	%	66,961	81,559	58,887
PG12.A_CXM10CP101_XQ01	PRESSIONE ATMOSFERICA	mbar	1010,6	1011,3	1008,5
PG12.A_CXM10CT101_XQ01	TEMPERATURA AMBIENTE	°C	18,966	15,406	19,265
PG12.A_MBA11CP101_XQ01	Output Value	mbar	1004,2	991,605	997,55
PG12.A_MBM10CP101_XQ01.CONV	DP C-C	mbar	0,2980	0,5864	0,4799
PG12.A_MBY10CS901_ZQ11	TURBINE SPEED	Hz	50,006	50,016	50,021
PG12.A_MBY10EP801_XQ10	EQUIV OP HOURS	h	145966	145996	146010
PG12.A_MBY10EP801_XQ11	NUMBER OF STARTS	h	2019	2019	2019
PG12.A_MBY10FT010_XQ01	CALC TURB OT	°C	571,64	563,162	556,61
PG12.A44B_ND713X_MED	TEMP VALLE RIDUZIONE GAS TG	°C	34,992	35,031	35,006
PG12.DP_FILTRI	DP FILTER	mbar	1,9975	4,3717	2,8735
PG12.P_ARIA_USC_C	PRES COMPR OUTLET	bar	9,8219	17,723	14,135
PG12.POS_IGV	ACTUAL POSN IGV	%	3,2947	106,313	51,455
PG12.POT_ATT	ACTIVE POWER	MW	95,459	242,575	178,04
PG12.POT_REA_TG	REACTIVE POWER	Mvar	-0,2788	10,200	-10,027
PG12.A_MBP13CP101_XQ01	NG PRES U/STR ESV	bar	27,383	26,068	26,626
PG12.T_ARIA_ING_C	TEMP COMPR INLET	°C	15,108	14,658	18,371
PG12.T_ARIA_USC_C	TEMP COMPR OUTLET	°C	346,30	420,714	391,50
PG12.T_BLADE_P_1	TEMP TURB OUTLET 1	°C	565,14	577,514	570,49
PG12.T_BLADE_P_10	TEMP TURB OUTLET 10	°C	585,32	567,568	565,77
PG12.T_BLADE_P_11	TEMP TURB OUTLET 11	°C	576,13	565,785	562,82
PG12.T_BLADE_P_12	TEMP TURB OUTLET 12	°C	570,51	561,066	558,33
PG12.T_BLADE_P_13	TEMP TURB OUTLET 13	°C	587,37	574,926	564,60
PG12.T_BLADE_P_14	TEMP TURB OUTLET 14	°C	578,21	567,118	564,04
PG12.T_BLADE_P_15	TEMP TURB OUTLET 15	°C	533,47	564,794	563,03
PG12.T_BLADE_P_16	TEMP TURB OUTLET 16	°C	532,15	567,322	561,93
PG12.T_BLADE_P_17	TEMP TURB OUTLET 17	°C	543,15	565,220	564,41
PG12.T_BLADE_P_18	TEMP TURB OUTLET 18	°C	587,89	568,070	561,93
PG12.T_BLADE_P_19	TEMP TURB OUTLET 19	°C	595,95	565,134	544,96
PG12.T_BLADE_P_2	TEMP TURB OUTLET 2	°C	560,97	575,439	571,97
PG12.T_BLADE_P_20	TEMP TURB OUTLET 20	°C	575,76	562,959	552,65
PG12.T_BLADE_P_21	TEMP TURB OUTLET 21	°C	571,32	547,201	562,33

	CCGT ITALIA		Document Documento n.
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG1 Aprile 2022		22PRERP008
			REV. 00 14.04.2022 Sheet 8 of 15 Pagina di

			TEST 01	TEST 02	TEST 03
			05/04/2022 14:00:00	06/04/2022 20:19:00	07/04/2022 10:00:00
			05/04/2022 15:00:00	06/04/2022 20:49:00	07/04/2022 11:00:00
Name	Description	Engunits	Value	Value	Value
PG12.T_BLADE_P_22	TEMP TURB OUTLET 22	°C	597,23	570,767	579,36
PG12.T_BLADE_P_23	TEMP TURB OUTLET 23	°C	606,59	578,847	568,78
PG12.T_BLADE_P_24	TEMP TURB OUTLET 24	°C	604,45	577,550	567,36
PG12.T_BLADE_P_3	TEMP TURB OUTLET 3	°C	594,30	587,036	576,50
PG12.T_BLADE_P_4	TEMP TURB OUTLET 4	°C	606,65	580,474	574,62
PG12.T_BLADE_P_5	TEMP TURB OUTLET 5	°C	581,57	573,984	565,27
PG12.T_BLADE_P_6	TEMP TURB OUTLET 6	°C	572,07	565,943	563,81
PG12.T_BLADE_P_7	TEMP TURB OUTLET 7	°C	572,32	567,883	567,27
PG12.T_BLADE_P_8	TEMP TURB OUTLET 8	°C	598,89	575,046	571,57
PG12.T_BLADE_P_9	TEMP TURB OUTLET 9	°C	597,61	577,528	566,50
PG12.T_GAS_SCAR	TEMPERATURA FUMI INGRESSO CALDAIA	°C	574,36	556,021	554,44
PG10.T3000.A_MBP13FT901_XQ01-OUT	TEMP U/STR NG ESV	°C	34,950	34,682	34,970
PG10.T3000.A_MKC01DE501_XQ01-OUT	EXC VOLTAGE	V	126,15	232,015	171,16
PG10.T3000.A_MKC01EU001_ZQ01-OUT	EXC CURRENT	A	533,78	927,515	709,69
PG10.T3000._186A_AI_010-OUT	PORTATA FUMI (T.Q.)	m³/h	1043030	1979145	1552494
PG10.T3000._186A_AI_008-OUT	PRESSIONE FUMI 1	mmH2O	990,54	985,606	985,19
PG10.T3000._186A_AI_009-OUT	PRESSIONE FUMI 2	mmH2O	981,24	984,307	988,28
PG10.T3000._186A_AI_005-OUT	TEMPERATURA FUMI 1	°C	105,80	125,862	120,28
PG10.T3000._186A_AI_001-OUT	CONCENTRAZIONE O2 (T.Q.)	%	15,089	14,447	14,697
PG12.CO_norm_O2_1	CO NORMALIZZATA	mg/m³	2,9712	0,0702	0,1230
PG10.T3000._186A_AI_003-OUT	CONCENTRAZIONE CO (T.Q.)	mg/m³	3,5802	0,7551	0,8107
PG12.NOX_norm_O2_1	NOX NORMALIZZATA	mg/m³	20,933	17,854	17,941
PG10.T3000._186A_AI_002-OUT	CONC. NOX T.Q. DOPO CONVERT.	mg/m³	14,650	13,856	13,389
PG10.T3000._286A_AI_004-OUT	H2O NEI FUMI (T.Q.)	%	2,1470	2,1470	2,1470
PG10.T3000._186A_AI_006-OUT	TEMPERATURA FUMI 2	°C	105,85	125,766	120,05
PG10.T3000._186A_AI_007-OUT	TEMPERATURA FUMI 3	°C	128,60	127,657	121,53
PG12.CO_norm_O2_1	CO NORMALIZZATA	mg/m³	2,9712	0,0702	0,1230
PG12.NOX_norm_O2_1	NOX NORMALIZZATA	mg/m³	20,933	17,854	17,941
PG11.T_VAP_SH_DX_1	TEMPERATURA VAPORE AP INGRESSO TURBINA LATO SX	°C	531,78	513,329	517,34
PG11.T_VAP_SH_DX_2	TEMPERATURA VAPORE AP INGRESSO TURBINA LATO SX	°C	526,93	508,557	512,77
PG11.T_VAP_SH_DX_3	TEMPERATURA VAPORE AP INGRESSO TURBINA LATO SX	°C	534,59	515,867	520,08
PG11.T_VAP_SH_SX_1	TEMPERATURA VAPORE AP INGRESSO TURBINA LATO DX	°C	528,34	515,000	518,52
PG11.T_VAP_SH_SX_2	TEMPERATURA VAPORE AP INGRESSO TURBINA LATO DX	°C	527,12	513,836	517,26
PG11.T_VAP_SH_SX_3	TEMPERATURA VAPORE AP INGRESSO TURBINA LATO DX	°C	527,59	514,909	518,38

	CCGT ITALIA	Document Documento n.
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG1 Aprile 2022	22PRERP008
		REV. 00 14.04.2022 Sheet 9 of 15 Pagina di

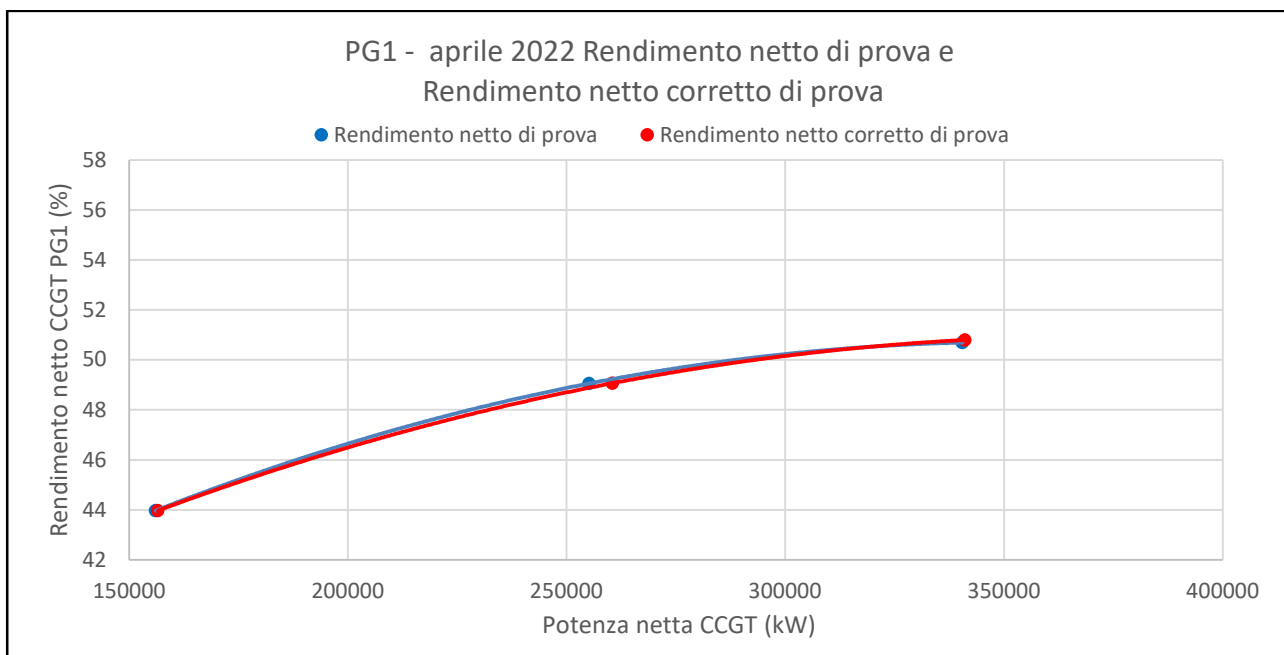
6.2 TABELLE DATI ELABORATI E GRAFICI RISULTATI

6.2.1 Tabella dati elaborati

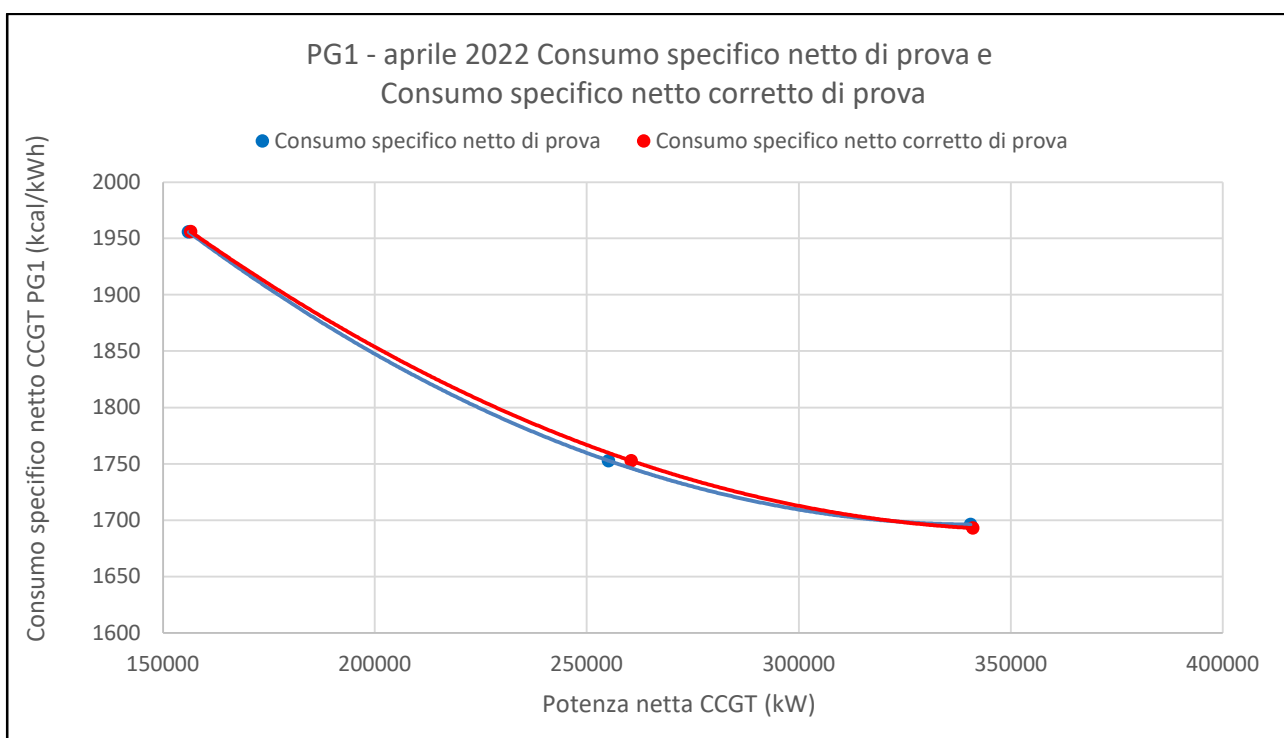
Centrale di Priolo Gargallo Gr. 1	data>	05/04/22	06/04/22	07/04/22
	ora inizio>	14:00:00	20:19:00	10:00:00
	ora fine	15:00:00	20:49:00	11:00:00
	Prova n°	TEST 01	TEST 02	TEST 03
Funzionamento in Base Load		NO	NO	NO
Correzione per Base Load		NO	NO	NO
Misure utilizzate per correzioni da		PI	PI	PI
Composizione gas naturale da		Crom.	Crom.	Crom.
Portata gas naturale da		Impianto	Impianto	Impianto
ELABORAZIONE PRESTAZIONI CICLO COMBINATO				
Potenza generata TG	kW	95459	242575	178041
Potenza generata TV	kW	64164	102698	81144
Potenza lorda ciclo combinato	kW	159623	345272	259185
Potenza totale ausiliari elettrici	kW	2960	3487	3085
Perdite di trasformazione complessive	kW	607	1312	985
Potenza netta ciclo combinato	kW	156056	340473	255115
Portata massica gas naturale TG	kg/s	7,743	14,610	11,317
Portata Normale gas naturale	Nm3/h	33995	64393	49934
PCI Massico gas naturale	kJ/kg	45839	45971	45955
PCI Normale gas naturale	kJ/Nm3	37589	37549	37493
Rendimento netto ciclo combinato di prova	%	43,97	50,69	49,06
Consumo specifico netto ciclo combinato di prova	kcal/kWh	1955,7	1696,2	1752,8
Temperatura ambiente	°C	15,108	14,658	18,371
Pressione ambiente	mbar	1010,6	1011,3	1008,5
Umidità relativa ambiente	%	66,961	81,559	58,887
Frequenza di rete	Hz	50,006	50,016	50,021
DP aria ingresso compressore	mbar	6,3850	19,692	10,985
DP gas scarico TG	mbar	20,759	76,432	37,396
Temperatura acqua condensatrice ingresso condensatore	°C	15,516	16,903	15,593
Pressione vapore al condensatore TV	bara	0,0356	0,0616	0,0586
Pressione vapore al condensatore TV attesa	bara	0,0285	0,0374	0,0318
Pressione vapore al condensatore TV di riferimento	bara	0,0278	0,0320	0,0290
Portata acqua integrazione	kg/h	10901	4473	12232
Potenza lorda corretta ciclo combinato	kW	160124	345804	264593
Potenza netta corretta ciclo combinato	kW	156546	340997	260438
Rendimento netto corretto ciclo combinato	%	43,97	50,80	49,07
Consumo specifico netto corretto ciclo combinato	kcal/kWh	1956,0	1693,0	1752,8
Consumo specifico netto corretto ciclo combinato	kJ/kWh	8189,6	7088,3	7338,4
Temperatura fumi al camino	°C	105,796	125,862	120,278
Pressione fumi al camino	mbar	985,89	984,96	986,73
Misura O2 al camino	% v/v	15,089	14,447	14,697
Portata fumi al camino	Nm3/h	1043030	1979145	1552494
CO rif. 15% al camino	mg/Nm3	2,971	0,070	0,123
NO rif. 15% al camino	mg/Nm3	20,93	17,85	17,94

	CCGT ITALIA		Document Documento n.	
	Verifica prestazioni termodinamiche ciclo combinato PG1 Aprile 2022		22PRERP008	
			REV. 00	14.04.2022
			Sheet Pagina	10 of di 15

6.2.2 Rendimento netto di prova e corretto di Ciclo Combinato

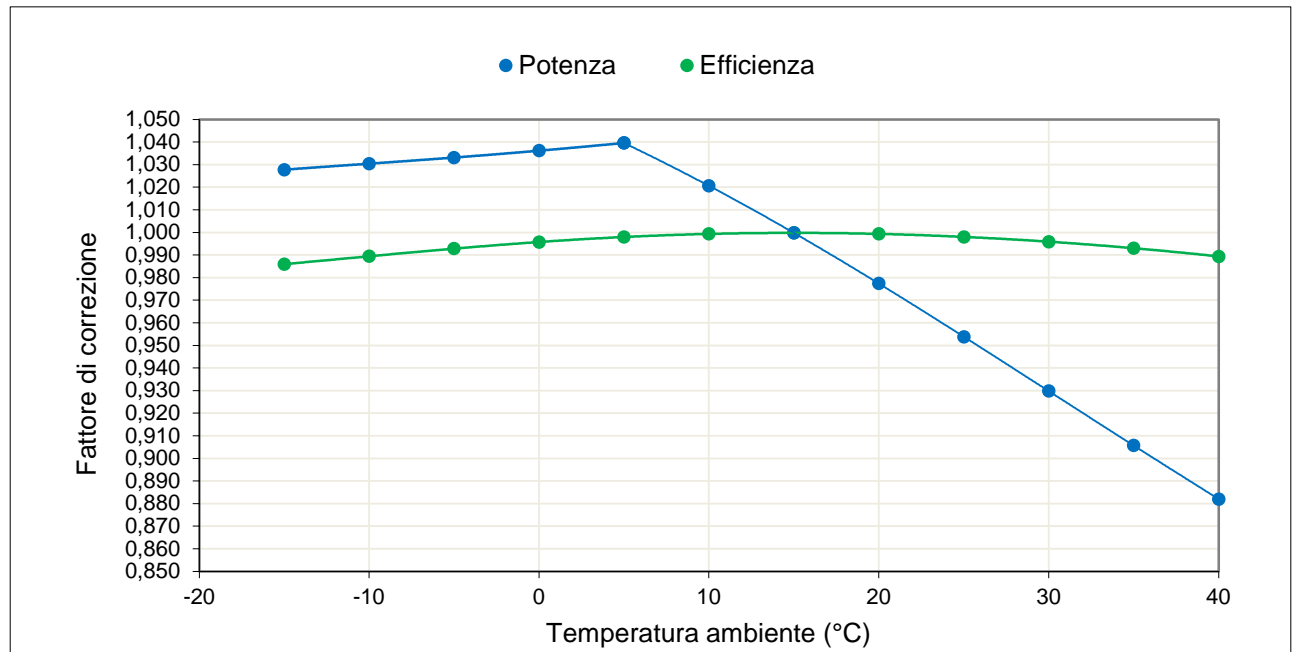


6.2.3 Consumo specifico netto di prova e corretto di Ciclo Combinato

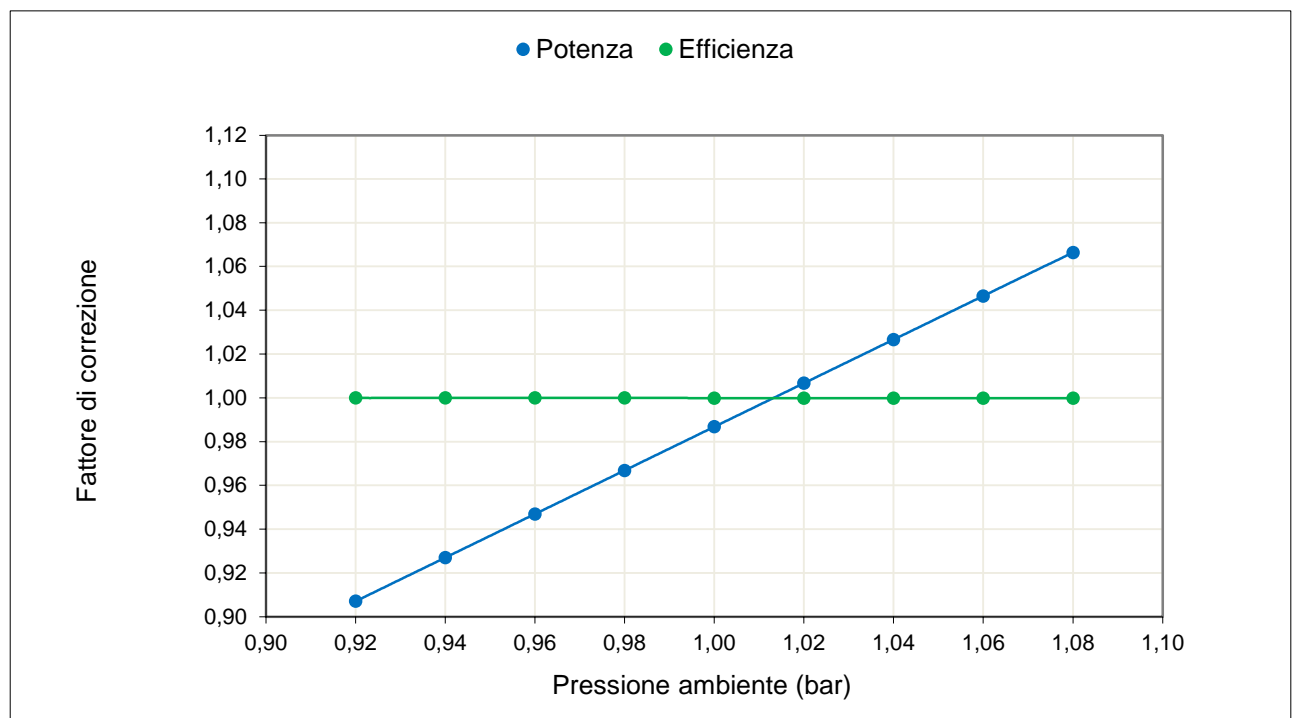


6.3 CURVE DI CORREZIONE E RIFERIMENTO MODULO

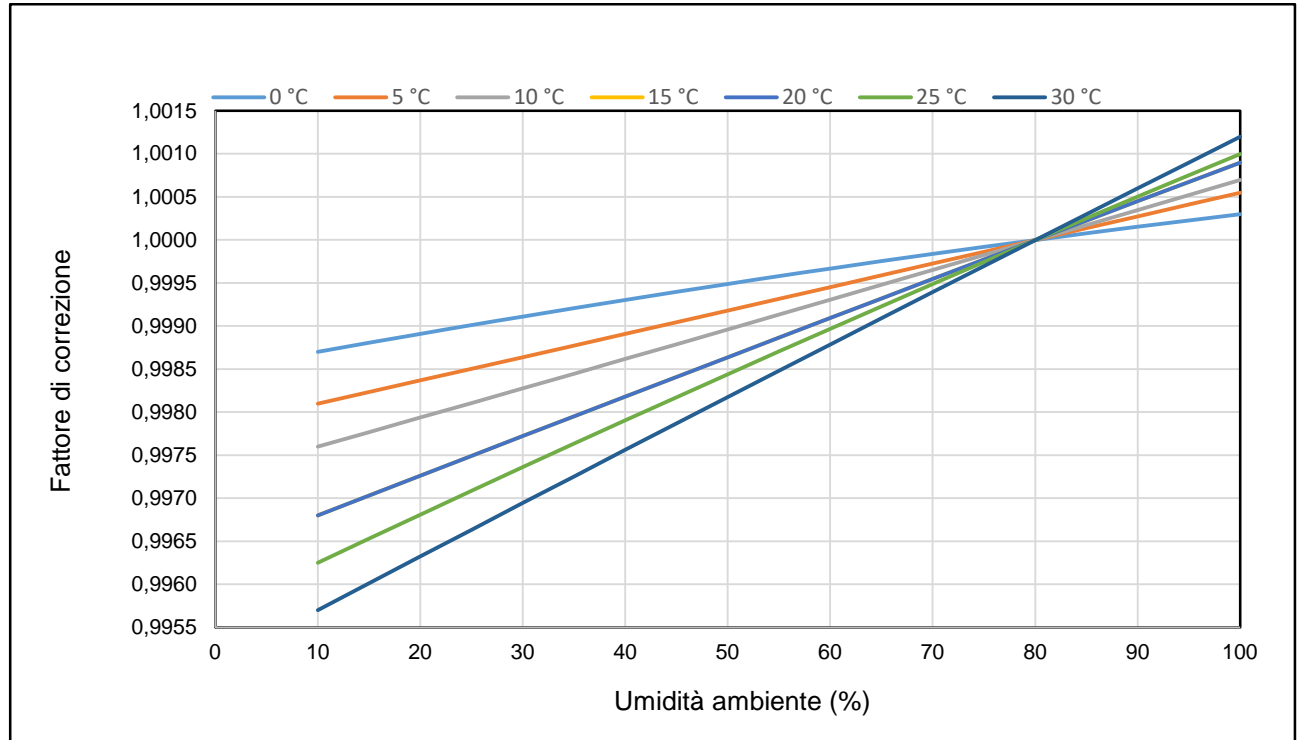
6.3.1 Curva correzione Potenza ed Efficienza VS Temperatura ingresso compressore



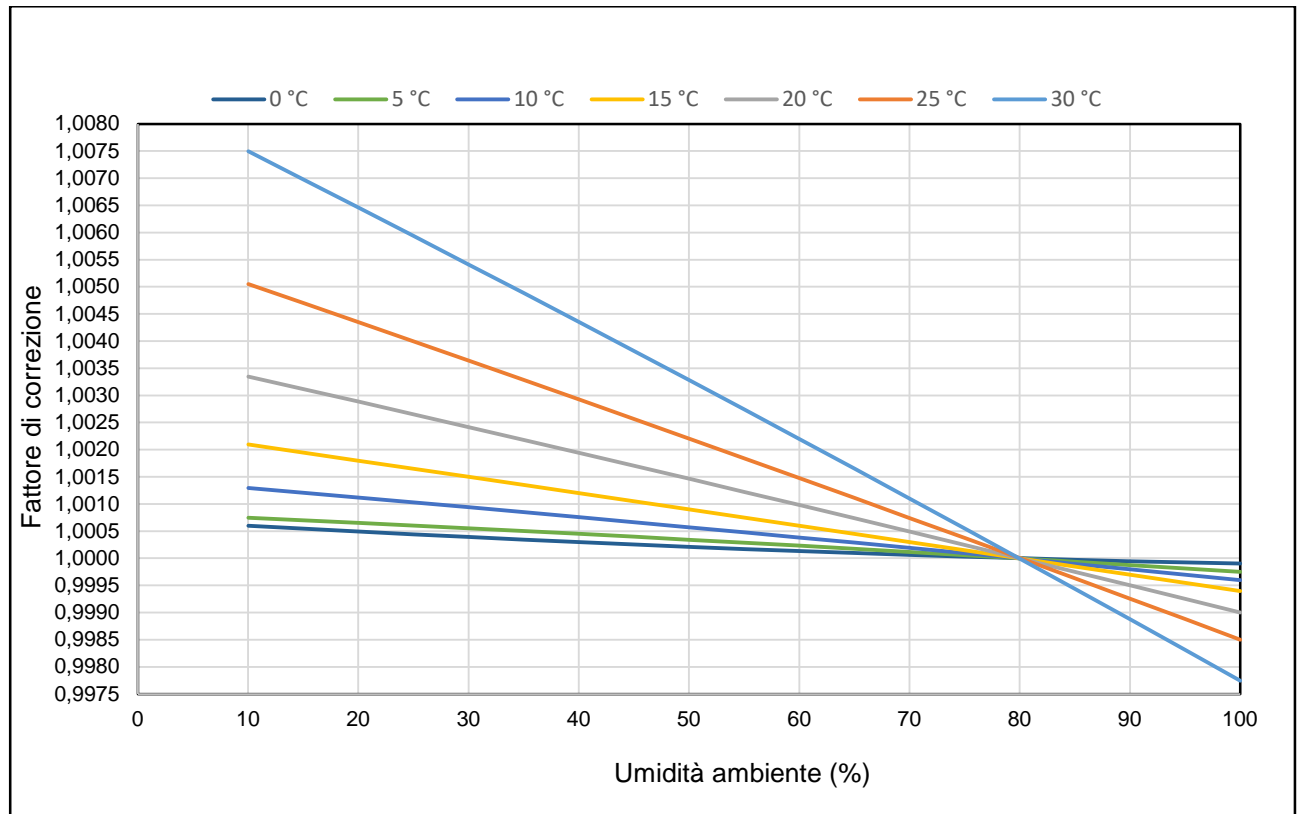
6.3.2 Curva correzione Potenza ed Efficienza VS Pressione Ambiente



6.3.3 Curva correzione Potenza VS Umidità ambiente f (Temperatura ambiente)



6.3.4 Curva correzione Efficienza VS Umidità ambiente f (Temperatura ambiente)





CCGT ITALIA

Verifica prestazioni termodinamiche
ciclo combinato PG1
Aprile 2022

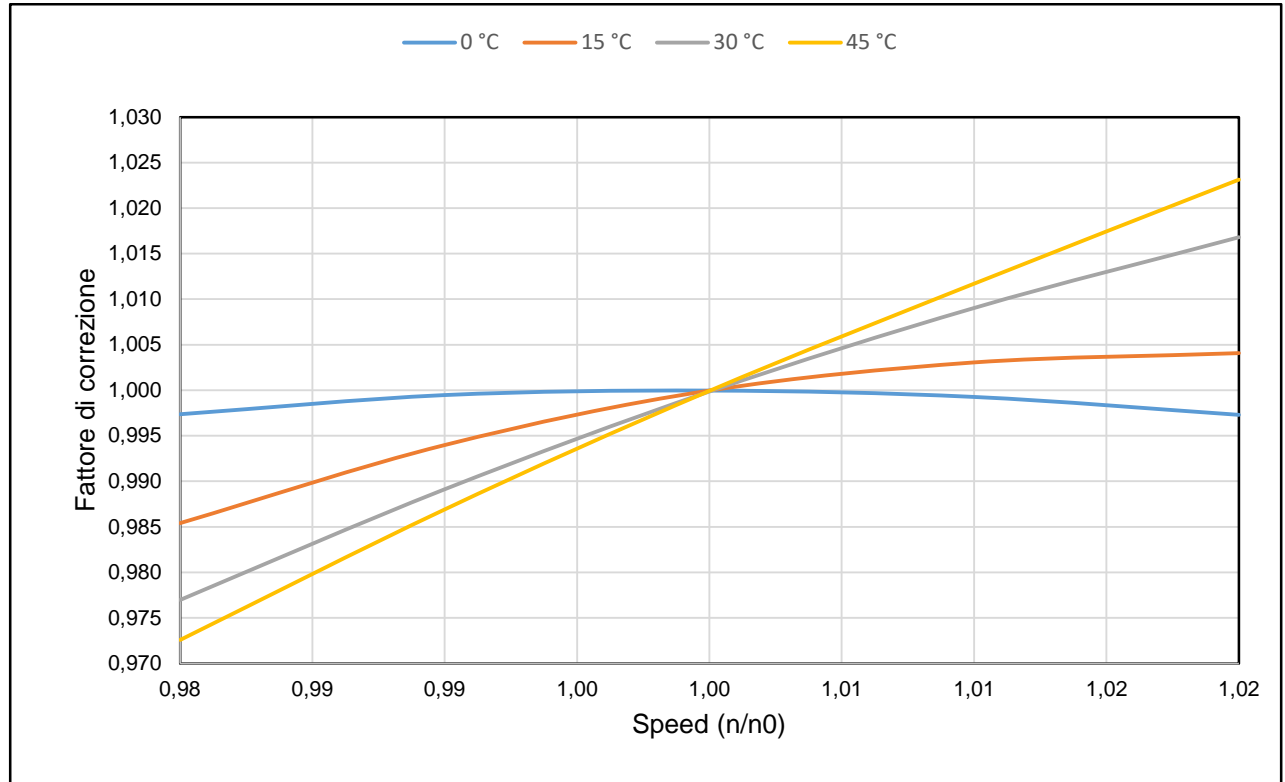
Document
Documento n.

22PRERP008

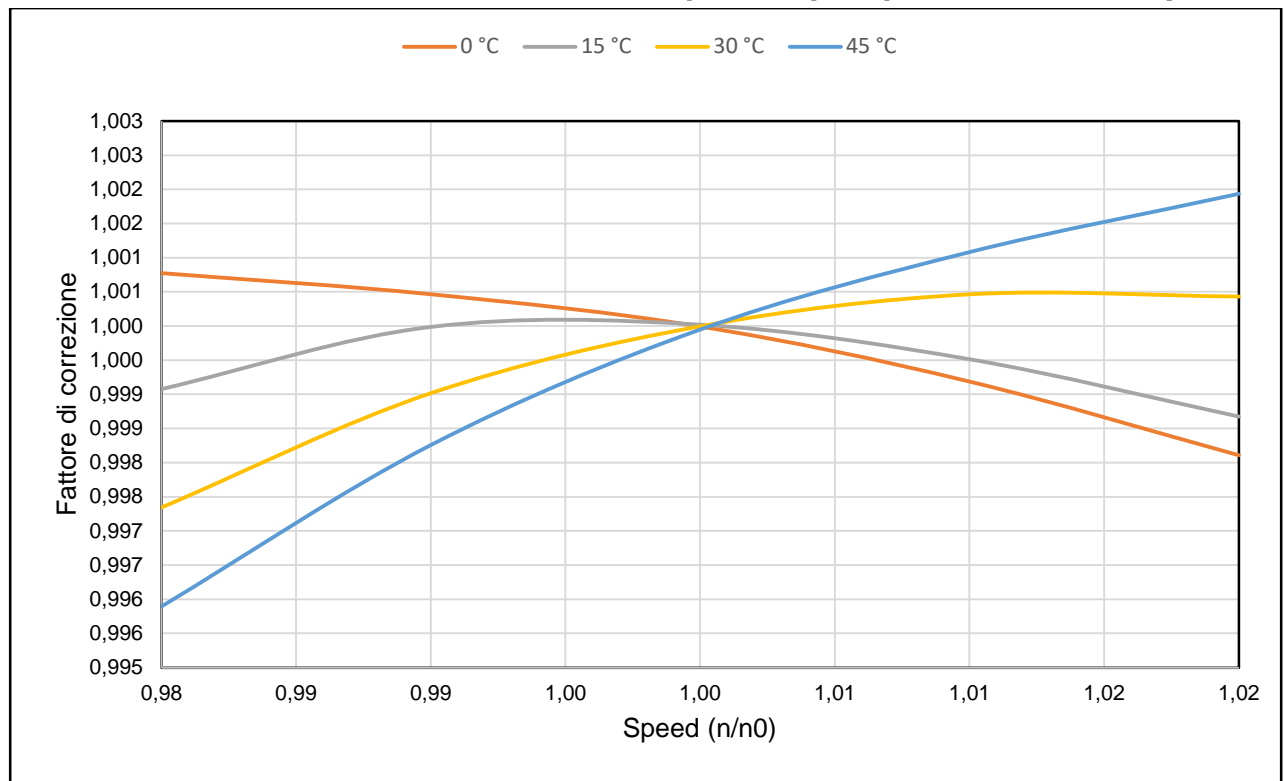
REV. 00 14.04.2022

Sheet 13 of 15
Pagina di

6.3.5 Curva correzione Potenza VS Frequenza f (Temperatura Ambiente)

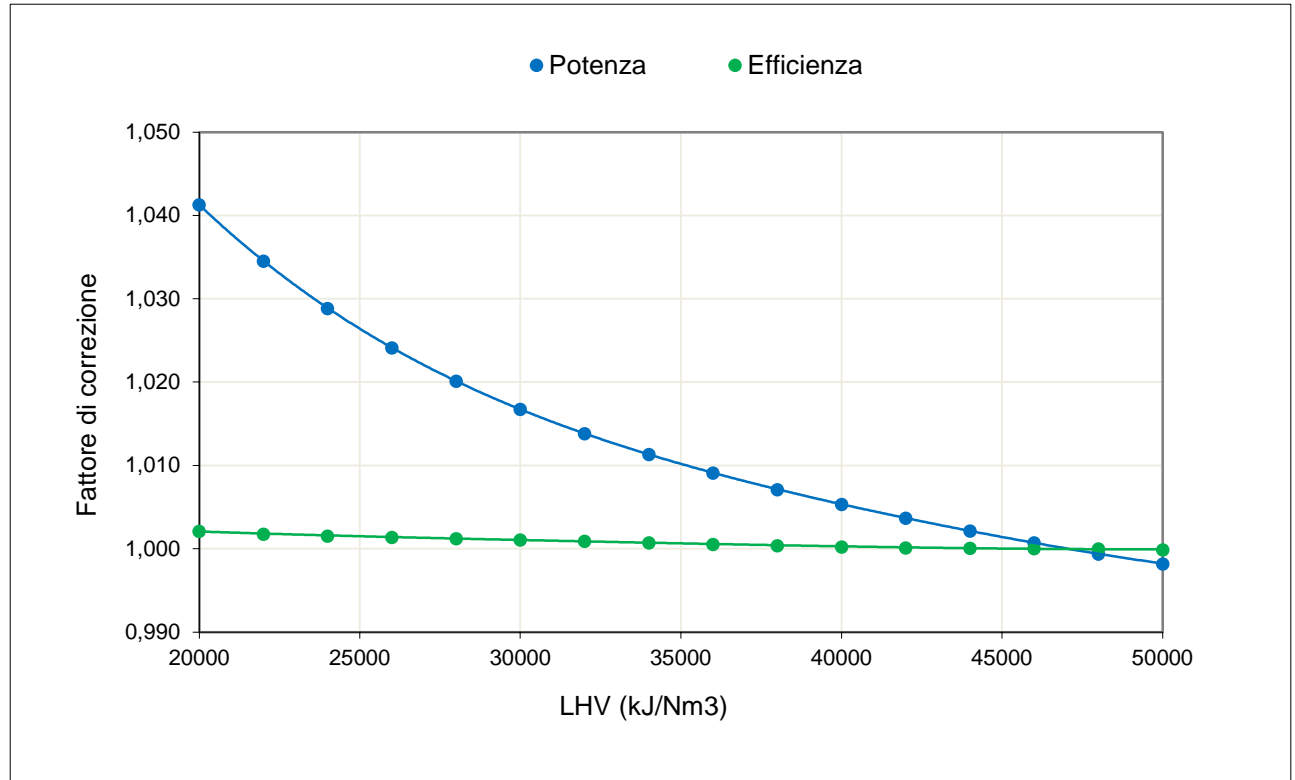
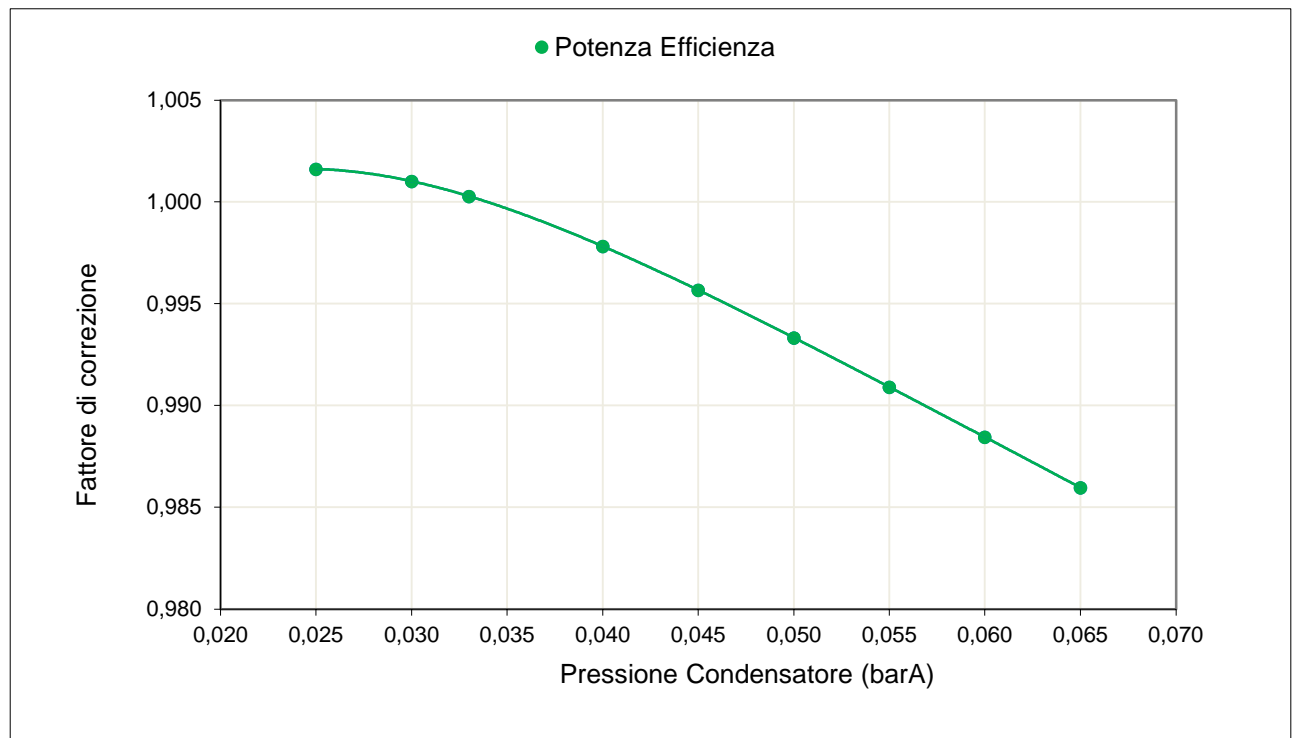


6.3.6 Curva correzione Efficienza VS Frequenza f (Temperatura Ambiente)



**CCGT ITALIA****Verifica prestazioni termodinamiche
ciclo combinato PG1
Aprile 2022**Document
Documento n.**22PRERP008**

REV. 00 14.04.2022

Sheet 14 of 15
Pagina di**6.3.7 Curva correzione Potenza ed Efficienza VS Potere Calorifico Inferiore NG****6.3.8 Curva correzione Potenza ed Efficienza VS Pressione Condensatore**



CCGT ITALIA

Verifica prestazioni termodinamiche
ciclo combinato PG1
Aprile 2022

Document
Documento n.

22PRERP008

REV. 00 14.04.2022

Sheet 15 of 15
Pagina di

6.3.9 Curva Pressione Condensatore attesa f (Temperatura acqua circolazione)

