



Ricerca di Sistema elettrico

Valutazione tecnico-economica sull'uso di una pompa di calore endotermica alimentata a syngas

Caterina Frau, Pier Francesco Orrù

VALUTAZIONE TECNICO-ECONOMICA SULL'UTILIZZO DI UNA POMPA DI CALORE ENDOTERMICA ALIMENTATA A SYNGAS

Caterina FRAU (Sotacarbo)
Pier Francesco Orrù (CINIGeo)

Gennaio 2019

Report Ricerca di Sistema Elettrico

Accordo di Programma Ministero dello Sviluppo Economico - ENEA

Piano Annuale di Realizzazione 2018

Progetto: *Tecnologie e metodologie low carbon e Edifici a energia quasi zero (nZEB) – I16C18000200001*

Parte B: Edifici ad energia quasi zero (nZEB)

Tema a: Riqualificazione energetica di edifici con interventi di efficientamento

Sottotema a.3: Integrazione di sistemi energetici

Responsabile del Progetto: dott.ssa Franca Rita Picchia, ENEA

Il presente documento descrive le attività di ricerca svolte all'interno dell'Accordo di collaborazione "*Tecnologie e metodologie Low Carbon e Edifici ad energia quasi zero (nZEB)*"

Responsabile scientifico ENEA: ing. Paolo Deiana

Responsabile scientifico SOTACARBO: ing. Enrico Maggio

Indice

SOMMARIO.....	4
1 INTRODUZIONE.....	5
2 IL CASO STUDIO: IL CENTRO RICERCHE SOTACARBO.....	7
2.1 L'IMPIANTO DI PRODUZIONE DEL SYNGAS DI TAGLIA DIMOSTRATIVA.....	8
2.1.1 <i>Sezione di gassificazione</i>	8
2.1.2 <i>Sistema di Clean-up (Scrubber) in equi-corrente</i>	12
2.1.3 <i>Sistema di controllo</i>	13
2.1.4 <i>Torcia</i>	13
2.2 CARATTERISTICHE DEL SYNGAS PRODOTTO.....	13
3 VALUTAZIONE TECNICO ECONOMICA SULL'UTILIZZO DI UNA POMPA DI CALORE ENDOTERMICA ALIMENTATA A SYNGAS.....	17
ALLEGATO.....	19

Sommario

Negli ultimi decenni, la crescente consapevolezza dei costi e dei rischi legati ai cambiamenti climatici ha portato l'Unione Europea a prendere la decisione di avviare una decisa transizione verso un sistema energetico a basse emissioni di carbonio. A tale fine ha avviato diverse politiche, tra cui il pacchetto di misure per il clima e l'energia denominato EU2020. Tale programma, entrato in vigore nel 2009, prevede la riduzione di almeno il 20% delle emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990, l'aumento al 20% della percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili e il miglioramento del 20% dell'efficienza energetica. L'Unione Europea ritiene che anche riqualificare energeticamente il patrimonio edilizio sia una potenziale via perseguibile per accrescere la sicurezza energetica e per conseguire gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂. Per questo ha predisposto un corpus legislativo volto a promuovere l'efficienza energetica, definendo regole e condizioni affinché, non solo le nuove costruzioni, ma anche le ristrutturazioni, rispettino standard minimi di prestazione energetica.

Una delle linee di ricerca nell'ambito dell'energia sostenibile più seguite in questi ultimi anni riguarda la possibilità di ricavare nuovi combustibili a partire da materie prime rinnovabili o di recupero. In quest'ottica si inquadrano gli studi effettuati sul processo di gassificazione di un combustibile primario per ottenere un prodotto gassoso, di più semplice utilizzo, chiamato gas di sintesi o, più comunemente, syngas.

Per poter raggiungere gli obiettivi energetici prefissati è stato necessario, nelle precedenti annualità, condurre una diagnosi energetica (o audit energetico) al fine di conoscere quali sono le principali aree di consumo di energia dell'organizzazione e le relative cause, per poi individuare gli interventi migliorativi (o di efficientamento) che permettano di ridurre tale consumo. Nel caso di specie è emerso che tra le utilities che comportano un uso significativo dell'energia, e su cui si può intervenire per ottenere una sostanziale riduzione, compare l'impianto di climatizzazione.

In questo ambito sono state affidate al CINIGeo attività di ricerca per una valutazione tecnico-economica dell'utilizzo del syngas come vettore energetico per l'alimentazione di generatori termici destinati al condizionamento dell'aria. In particolare è stata valutata la possibilità di utilizzare il syngas prodotto dal gassificatore di taglia dimostrativa presente nella Piattaforma Pilota Sotacarbo. Lo studio presenta l'applicazione di tale vettore energetico impiegato in un impianto per la climatizzazione del Centro Ricerche Sotacarbo (CRS).

1 Introduzione

Questo lavoro si inserisce negli studi svolti in seno all'Accordo di Collaborazione tra ENEA e Sotacarbo fanno parte del Piano Annuale di Realizzazione (PAR) 2018, ripartito in nove Progetti, riferito alla estensione della terza annualità dell'Accordo di Programma MiSE-ENEA 2015-2017, in particolare rivolto allo sviluppo di una ricerca dal titolo "PARTE B: Edifici ad energia quasi-zero" facente capo al piano annuale di realizzazione 2018 dell'Accordo di Programma MiSE-ENEA sulla Ricerca di Sistema Elettrico, ed in particolare agli ambiti attinenti il Tema di Ricerca "Edifici a energia quasi zero (NZEB)", progetto A "Riqualficazione energetica di edifici con interventi di efficientamento".

Negli ultimi decenni, la crescente consapevolezza dei costi e dei rischi legati ai cambiamenti climatici ha portato l'Unione Europea a prendere la decisione di avviare una transizione verso un sistema energetico a basse emissioni di carbonio. A tale fine ha avviato diverse politiche, tra cui il pacchetto di misure per il clima e l'energia denominato EU2020. Tale programma, entrato in vigore nel 2009, prevede la riduzione di almeno il 20% delle emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990, l'aumento al 20% della percentuale di energia prodotta da fonti rinnovabili e il miglioramento del 20% dell'efficienza energetica. Questi obiettivi, da conseguire entro il 2020, sembrano ormai raggiungibili e perfino superabili. In questo contesto, la Commissione Europea ha proposto il 2030 Climate and energy policy framework, con il quale intende rafforzare una transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio, con l'obiettivo di rendere l'economia e il sistema energetico dell'Unione più sicuri, competitivi e sostenibili, assicurando ai consumatori energia competitiva e a basso prezzo, riducendo la dipendenza dalle importazioni di energia e creando nuove opportunità di crescita e di lavoro.

La necessità di raggiungere gli obiettivi nel settore delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica e di ridurre le emissioni di carbonio ha spinto i paesi membri a sostenere progetti di ricerca e sviluppo tecnologico finalizzati a individuare e sostenere le tecnologie idonee a perseguire tali obiettivi.

Tra questi progetti vi sono lo Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan) e il Programma Quadro Europeo per la Ricerca e l'Innovazione Horizon 2020. Il SET-Plan, che ha come obiettivo lo sviluppo di tecnologie innovative nei settori energetici, prevede diverse tecnologie prioritarie per gli obiettivi della politica energetica e climatica europea, tra cui lo sviluppo delle smart cities. Le smart cities rivestono un ruolo chiave anche all'interno del programma Horizon 2020, che nell'ambito Energia sicura, pulita ed efficiente, si prefigge di rendere il sistema energetico affidabile, sostenibile e competitivo. Questo ruolo è sottolineato anche dalla presenza di tale tematica all'interno di programmi di ricerca sostenuti dall'Unione e all'interno della Energy Roadmap 2050, nella quale l'Unione Europea dichiara che l'efficienza energetica deve essere considerata un obiettivo primario e che il risparmio energetico nei distretti cittadini può contribuire a risparmiare energia nel medio/lungo termine.

L'Unione Europea ritiene altresì che riqualificare energeticamente il patrimonio edilizio sia una potenziale via perseguibile per accrescere la sicurezza energetica e per conseguire contemporaneamente gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂. Per questo ha predisposto un corpus legislativo volto a promuovere l'efficienza energetica, definendo regole e condizioni affinché, non solo le nuove costruzioni, ma anche le ristrutturazioni, rispettino standard minimi di prestazione energetica. A supporto di queste azioni, l'Europa ha stanziato nel bilancio economico 2014-2020 risorse per circa 20 miliardi di euro. Le Direttive europee 2010/31 e 2012/27 prevedono che le prestazioni energetiche degli edifici del settore civile siano, progressivamente, sempre più efficienti e sempre più CO₂ free. Tra le varie misure da adottare, ruolo importante riveste l'incremento dell'efficienza energetica degli impianti utilizzati per la climatizzazione degli edifici, in coerenza con gli obiettivi della COP 21 di Parigi.

A tal fine le industrie impiantistiche operanti nel settore stanno sviluppando ed immettendo nel mercato dispositivi alimentati a gas naturale, basati su una tecnologia energeticamente efficiente e a basso impatto ambientale. Questa tecnologia diventerà oltremodo economicamente vantaggiosa, in prospettiva di un

potenziamento della rete infrastrutturale di trasporto, stoccaggio e distribuzione del gas naturale, e, in futuro, del biometano. Contemporaneamente si stanno sviluppando dei sistemi innovativi in grado di effettuare la cogenerazione o trigenerazione a partire da risorse rinnovabili come le biomasse, da cui si ottengono differenti tipi di combustibili, che possono essere utilizzati per alimentare, ad esempio, impianti di condizionamento.

In particolare, le pompe di calore a gas rappresentano una delle opzioni energetiche più convenienti, in quanto riducono anche di oltre il 30% il costo operativo del riscaldamento per il consumatore finale. A ciò si aggiunge una consistente riduzione delle emissioni climalteranti, che possono anche ulteriormente abbassate se la pompa di calore viene alimentata con fonti rinnovabili, quali biogas, syngas o da biomasse da cui si può ottenere un combustibile compatibile con il funzionamento della pompa di calore.

2 Il caso studio: il Centro Ricerche Sotacarbo

Il Centro Ricerche Sotacarbo - CRS è situato a Carbonia, nel sud-ovest della Sardegna, all'interno della area denominata Grande Miniera di Serbariu.

Gli edifici afferenti al CRS occupano una superficie utile coperta pari a circa 1800 metri quadrati suddivisa tra laboratori, uffici, archivi e servizi tecnologici, e sono inseriti all'interno di un'area attrezzata aperta di circa 10000 metri quadri che comprende un'area denominata Piattaforma Pilota, ospitante gli impianti sperimentali, l'area verde e i parcheggi.

L'impianto di climatizzazione che serve l'edificio del CRS è costituito da due generatori a pompa di calore reversibile del tipo aria-acqua marca Uniflair, modello ARAH0744A (Tab. 2.1). L'acqua prodotta dalle pompe di calore alimenta un circuito idronico avente come terminali ventilconvettori e unità di trattamento aria che sono ubicati nei diversi ambienti del centro (Fig. 2.1).

Tabella 2.1. Prestazioni singola pompa di calore.

Funzionamento	Potenza termica [kW]	Potenza elettrica[kW]	EER/COP
Raffrescamento	165	54,0	3,38
Riscaldamento	179	63,4	3,09

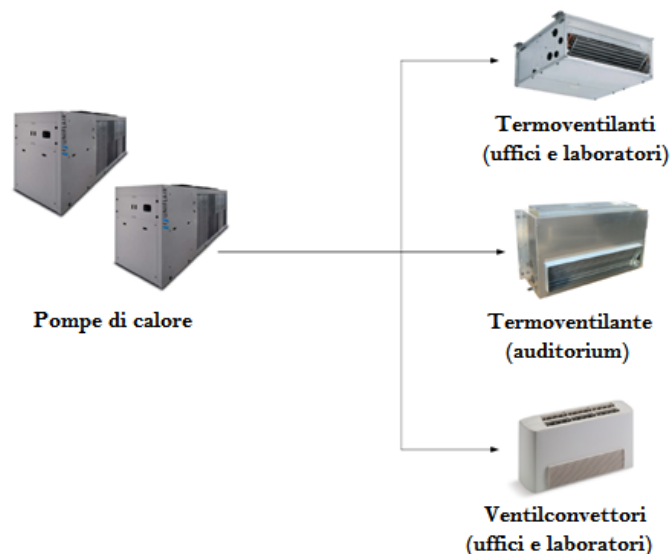


Figura 2.1. Configurazione impianto di climatizzazione.

La determinazione dei fabbisogni termici per il raffrescamento ed il riscaldamento del CRS è stata effettuata nella precedente annualità del PAR 2017 a partire dai dati di consumo orario dell'impianto di condizionamento, rilevati tramite il sistema di monitoraggio installato nel centro, e dall'efficienza della pompa di calore (COP/EER), variabile in funzione delle condizioni operative. Nella seguente Fig. 2.2 è riportato l'andamento dei fabbisogni termici della struttura, mentre nella Tab. 2.2 sono riportati i corrispondenti valori massimi in riscaldamento e raffrescamento.

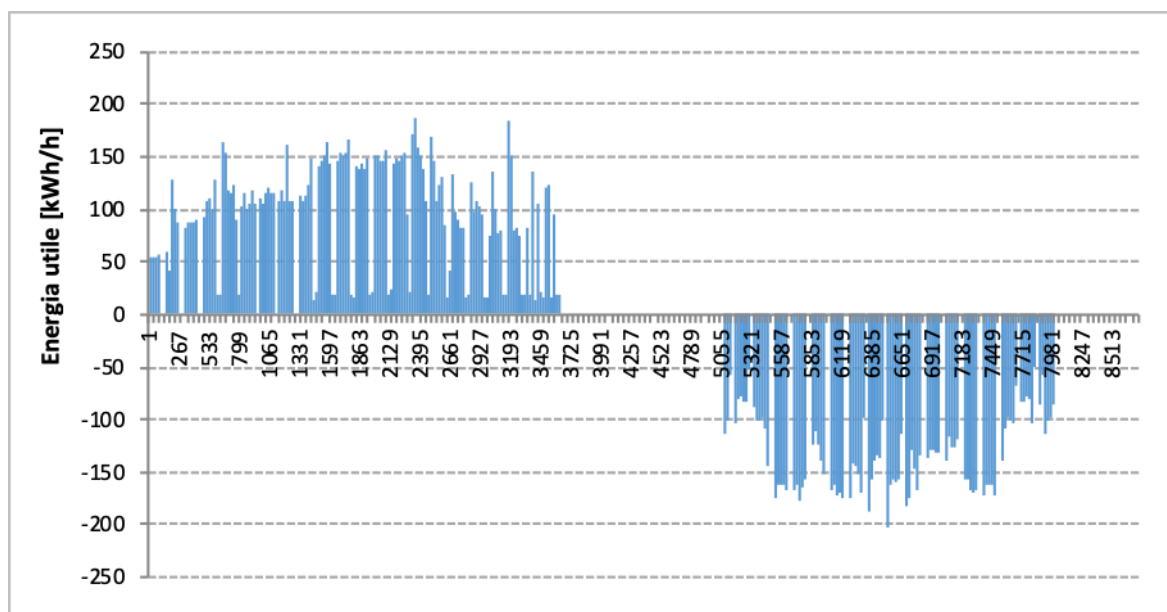


Figura 2.2. Fabbisogni termici del CRS.

Tabella 2.2. Potenze massime richieste all’impianto di climatizzazione.

Modalità di funzionamento	Potenza [kW]
Riscaldamento	188
Raffrescamento	203

2.1 L’impianto di produzione del syngas di taglia dimostrativa

L’impianto di gassificazione presente nel CRS è costituito principalmente da:

- Sezione di gassificazione;
- Sistema di Clean-up (Scrubber) in equi-corrente;
- Sistema di controllo;
- Torcia.

Di seguito si descrivono in maniera sintetica le tre sezioni principali dell’impianto.

2.1.1 Sezione di gassificazione

Il gassificatore della piattaforma Sotacarbo è costituito da un reattore a letto fisso up-draft, alimentato ad aria che opera con una pressione intorno a quella atmosferica. Possiede un diametro interno di 1300 mm e un’altezza pari a 2800 mm; l’altezza massima del letto di combustibile può arrivare a circa 2400 mm.

Il reattore è ideato per la gassificazione di differenti tipologie di carbone e biomasse e, in particolare, è stato utilizzato per effettuare test di gassificazione di biomasse legnose e co-gassificazione di carbone e biomasse. Il combustibile viene introdotto nel gassificatore attraverso una tramoggia posta sulla sua parte superiore, che possiede un sistema di caricamento automatico con trasportatore a catena “Redler” (Fig. 2.3) a cui segue un condotto con forma a Y integrato da tre ghigliottine che gestiscono le tempistiche caricamento.



Figura 2.3. Sistema di caricamento automatico del combustibile (redler).

Il gassificatore rappresentato in Fig. 2.4 possiede al suo interno delle pareti in acciaio raffreddate tramite una camicia nel quale circola l'acqua di refrigerazione. Il sistema di raffreddamento del gassificatore è completato da un corpo cilindrico superiore e da un condensatore ad aria con flusso forzato. Il profilo termico all'interno del gassificatore è monitorato con l'ausilio di 36 termocoppie posizionate su sei livelli differenti delle pareti del reattore e orientate a 60° l'una dall'altra.



Figura 2.4. Gassificatore.

Il letto di combustibile viene posizionato sopra una griglia metallica che consente lo scarico delle ceneri attraverso un sistema composto da più piani concentrici come evidenziato nella seguente Fig. 2.5.



Figura 2.5. Parte esterna della griglia del gassificatore.

La fase di accensione del gassificatore avviene tramite l'ausilio di sei irradiani ceramici ad infrarosso da 800 W disposti in maniera circolare a 60° l'uno dall'altro ad una altezza di 500 mm dal fondo del reattore, dove viene posizionato lo strato di carbone vegetale.

L'irradiatore è inserito in un involucro metallico (lampada) ed è montato sul gassificatore dove vengono alimentati da tre SCR monofase della potenza di 2 kW che permettono il controllo dell'energia elettrica erogata in relazione al set point di temperatura impostata.

Il gassificatore, possiede un sistema di movimentazione del letto (Stirrer) inter-refrigerato, costituito dalle seguenti parti principali:

- Albero verticale cavo che consente la circolazione dell'acqua per il raffreddamento;
- Asta perpendicolare posta all'estremità inferiore dell'albero dotata di rostri per effettuare il mescolamento del letto;
- Pistone oleodinamico dotato di centralina che permette al pistone di traslare verticalmente;
- Motore di rotazione con una cella di carico per stimare la resistenza alla rotazione stessa.

Il campo d'azione dello stirrer varia da quota 1400 mm fino a quota 2400 mm del reattore di gassificazione e la sua traslazione verticale è effettuata tramite un pistone oleodinamico comandato da una centralina di immissione dell'olio.

In Fig. 2.6, si riporta un'immagine dello stirrer, in cui si evidenziano i motori di rotazione e traslazione insieme al sistema che collega lo stirrer al pistone oleodinamico.



Figura 2.6. Stirrer.

Il sistema di raffreddamento (Steam Drum) consente di dissipare in condizioni di progetto una potenza di 500 kW termici, corrispondenti ad una portata massima di 800 kg/h di vapore con salto termico di circa 50 °C (da 100 °C a circa 50÷70 °C) (Fig. 2.7).



Figura 2.7. Steam Drum.

Inoltre, il gassificatore è dotato dei seguenti sistemi ausiliari:

- Sistema di produzione e adduzione aria processo;
- Sistema di produzione e adduzione vapore;
- Sistema di stoccaggio e adduzione azoto.

Gli agenti gassificanti, quali l'aria di processo ed il vapore, che sono necessari al funzionamento del gassificatore, sono generati rispettivamente da una soffiante con una portata massima di 1.100 m³/h e da due caldaie in grado di produrre una portata pari a 250 kg/h ciascuna, ad una pressione di 4 bar.

Visto che la massima pressione relativa di esercizio del gassificatore è pari a 0,5 bar, è presente lungo la linea vapore a monte del gassificatore una valvola di laminazione che consente di ridurre la pressione fino al valore desiderato.

2.1.2 Sistema di Clean-up (Scrubber) in equi-corrente

La funzione principale dello scrubber, rappresentato in Fig. 2.8, è quella di effettuare un lavaggio del syngas tramite un flusso d'acqua in equi corrente che viene immesso mediante tre ugelli conici a cono pieno, posizionati su tre rampe sovrapposte. Inoltre, svolge la funzione di guardia idraulica anti ritorno di fiamma. Il syngas prodotto viene convogliato in uscita nel demister, costituito da 8 dischi forati sovrapposti, nel quale si elimina l'eventuale acqua che può essere trascinata.

Il tar separato dal syngas confluisce nella parte conica inferiore dello scrubber per poi essere rimosso mediante una pompa monovite. Il volume di acqua contenuto nello scrubber è di 6 m³, a cui si aggiunge la vasca di accumulo, anch'essa di 6 m³, che è collegata allo scrubber mediante una tubazione. Questo consente di avere un elevato volano termico e di mantenere efficiente il potere lavante dell'acqua, evitando fenomeni repentini di saturazione in rapporto sia all'acidità cloridrica sia alla concentrazione salina. La vasca di accumulo è internamente divisa da due setti che fungono da barriere per il trattenimento dell'eventuale frazione saturante o di quella sedimentabile, dove nella parte bassa è presente una valvola per lo scarico dei sedimenti. È inoltre dotata di una presa di reintegro dell'acqua evaporata durante il lavaggio del syngas e dell'acqua scaricata come refluo, che viene poi rinviato ad un sistema di trattamento dei reflui prodotti. L'acqua proveniente dalla vasca di accumulo viene rilanciata agli ugelli di lavaggio tramite delle pompe, a monte delle quali si trova un sistema di filtri che ha il compito di proteggere le pompe stesse.



Figura 2.8. Scrubber.

2.1.3 Sistema di controllo

L'impianto di gassificazione è dotato di una serie di strumenti che consentono di monitorare, in modo continuo, i principali parametri del processo, come pressioni, portate e temperature degli agenti gassificanti e del syngas prodotto, nonché i profili termici all'interno del reattore. Tali valori vengono monitorati tramite un sistema di regolazione e controllo (SRC) che li acquisisce attraverso un segnale di tipo elettrico registrandoli in memoria. Sulla base di tali parametri l'operatore, per via manuale o in automatico, è in grado di intervenire sull'impianto al fine di modificarli. In particolare, il sistema di regolazione e controllo permette di azionare e movimentare le valvole pneumatiche di regolazione e ON-OFF, pistoni pneumatici e oleodinamici, compressori, pompe, motori, inverter, permettendo all'operatore di regolare e controllare tutti i parametri dell'impianto durante il suo funzionamento.

2.1.4 Torcia

L'impianto è dotato di una torcia con fiamma pilota. All'uscita di essa è presente un sistema di campionamento per l'analisi dei fumi.

2.2 Caratteristiche del syngas prodotto

Sulla piattaforma pilota sono stati eseguiti test sperimentali con biomasse di diversa qualità, coadiuvate da una percentuale di carbone pari al 10% in peso. Le biomasse utilizzate sono state caratterizzate presso i laboratori Sotacarbo con differenti strumentazioni e metodi di analisi, per i quali è stata effettuata l'analisi immediata sulle biomasse (mediante termo-gravimetria, TGA), l'analisi elementare (mediante il determinatore CHN/S) e l'analisi calorimetrica per la determinazione del potere calorifico superiore.

La seguente Tab. 2.3 sono riportati, in sintesi, i risultati medi delle analisi effettuate presso i laboratori Sotacarbo sui principali campioni di biomasse utilizzati per le prove.

Tabella 2.3. Caratterizzazione delle biomasse impiegate nei test, in miscela con il carbone colombiano (sperimentazione 2018).

# prova	Moisture %	Volatile %	Ash %	Fixed C%	Total C %	H %	N %	O %	HHV MJ/kg	LHV ₀ MJ/kg	LHV MJ/kg
1	14,9	62,6	4,04	18,5	51,9	5,75	0,89	41,5	20,7	19,1	15,9
2	14,7	62,3	5,08	17,9	52,0	5,81	1,00	41,2	21,0	19,4	16,2
3	20,0	58,3	4,35	17,4	52,8	5,89	1,03	40,3	21,2	19,4	15,0
4	20,0	58,3	4,35	17,4	52,4	5,72	0,87	41,1	21,2	19,5	15,1
5	11,2	64,7	4,24	19,8	51,5	5,81	0,50	42,2	19,0	17,5	15,2
6	15,3	62,7	3,54	18,4	94,9	51,5	5,81	37,1	19,0	17,4	14,3
7	10,7	65,4	2,98	20,9	51,5	5,81	0,49	42,2	19,0	17,5	15,3
8	26,9	55,6	1,24	16,3	56,3	5,88	0,59	37,2	20,8	18,9	13,1
9	27,1	54,0	2,51	16,4	51,5	5,80	0,49	42,2	18,6	16,7	11,5
10	27,7	53,8	3,76	14,8	49,9	5,39	0,79	43,9	17,6	15,8	10,7
11	27,0	54,6	2,83	15,7	50,5	5,41	0,46	43,7	17,8	16,0	11,0
12	9,32	68,4	2,56	19,7	51,2	5,49	0,68	42,6	19,6	18,2	16,3
13	4,89	36,4	2,95	55,8	82,1	5,17	1,85	10,9	28,7	27,5	26,0
14	18,5	56,1	4,21	21,2	55,3	5,66	0,97	38,0	21,9	20,3	16,1

La conoscenza della composizione del syngas prodotto è necessaria ai fini della corretta gestione dell'impianto e per la valutazione delle prestazioni al variare dei parametri di processo. I campionamenti di syngas vengono effettuati in automatico dalle apparecchiature di analisi disposte nelle seguenti zone dell'impianto:

- Uscita dal gassificatore;
- Uscita dallo scrubber;
- Uscita dalla torcia.

Una volta campionato il syngas, la sua composizione viene determinata principalmente mediante due differenti sistemi:

- Gas cromatografo portatile (Agilent 3000);
- Sistema di analisi in tempo reale (Armadio ABB).

Le prove sono state programmate in diverse giornate con durata differente di 48, 72, 96 h (escluso lo spegnimento).

I principali parametri di processo impostati sono i seguenti:

- Aria sottogriglia: circa 650÷800 kg/h;
- Vapore: all'occorrenza con portata da verificare;
- Consumo di combustibile (cippato): da 200÷350 kg/h;
- Reintegro acqua scrubber: livelli costanti a 1600 mm;
- Reintegro Steam Drum: livello costante a 217 mm.

Nelle seguenti Tabb. 2.4-5 sono riassunte le principali caratteristiche operative del gassificatore e quelle del syngas ottenuto nelle diverse tipologie di prove.

Tabella. 2.4. Caratteristiche operative gassificatore.

Grandezza	U.M.	Prova				
		1	2	3	4	5
Portata Volumetrica di syngas misurata dall'FT001	m ³ /h	563,50	563,50	701,40	641,95	641,95
Massa di syngas corretta (da densità normale)	kg/h	572,67	526,42	673,13	597,78	598,17
Massa di syngas da bilancio N ₂	kg/h	730,97	885,87	766,60	835,82	815,02
Errore del misuratore FT001	%	21,66	40,58	12,19	28,48	26,61
Massa di combustibile (umida)	kg/h	235,01	300,13	265,00	339,02	300,00
Massa di combustibile (secca)	kg/h	191,56	268,40	227,15	255,34	225,42
Hi ₀ C55 (Potere Calorifico del combustibile sul secco)	MJ/kg	20,26	18,46	18,37	19,737	17,764
Massa aria	kg/h	539,93	722,93	602,29	600,00	620,13
Rendimento di Gas Freddo	adm	77,07	89,83	77,37	80,00	89,02
Hi syngas (Potere calorifico del syngas normalizzato)	MJ/Nm ³	4,74	5,35	4,88	5,50	5,06
Produzione volumetrica di Syngas	Nm ³ /h	631,38	832,40	661,85	732,96	704,34
Ore sperimentazione	h	48	96	72	96	96,00
ER	adm	0,557	0,55	0,50	0,49	0,56

Tabella. 2.5. Caratteristiche syngas.

Prova	Proprietà							
	Kg/h	CH ₄	CO	CO ₂	H ₂	H ₂ S	O ₂	N ₂
1	-	1,62	22,18	10,40	13,75	0,0000	0,48	51,55
2	500	1,8730	22,92	11,5740	16,06	0,0000	0,14	47,43
3	600	1,77	30,45	6,89	14,23	0,0000	0,00	46,67
4	700	1,46	22,92	4,75	18,22	0,0000	0,09	52,56
5	600	1,51	24,8511	6,85	11,41	0,0000	0,31	55,07
6	641,95	1,96	26,85	7,82	13,36	0,0000	0,44	49,57
7	--	1,68	26,89	6,10	11,36	0,0000	0,36	53,61
Grandezza	U.M	Prova						
		1	2	3	4	5	6	
Pressione	bar	1,01	1,015	1,01	1,01	1,01	1,01	
Temperatura	°C	42,55	42,55	60,25	64,51	68,15	46,56	
H _i	MJ/kg	4,18	4,84	4,21	4,88	4,37	4,506	
Q _{gc}	%	37,56	42,36	37,76	42,17	38,73	39,93	
Massa mol. _{mix}	kg/kmol	25,92	24,51	25,96	25,61	25,94	25,83	
R _{mix}	J/(kg*K)	320,8	339,3	320,3	324,6	320,6	321,8	
c _p	kJ/(kg*K)	1,17	1,20	1,16	1,18	1,16	1,15	
c _v	kJ/(kg*K)	0,85	0,87	0,83	0,85	0,84	0,83	
k	adm	1,38	1,39	1,38	1,38	1,38	1,39	
Volume mass.	m ³ /kg	0,98	1,04	1,04	1,074	1,07	1,01	
Massa volum.	kg/m ³	1,01	0,96	0,96	0,93	0,93	0,99	
Massa vol. N	kg/m ³	1,16	1,09	1,16	1,14	1,16	1,15	

Nelle prove effettuate, sono stati eseguiti diversi test sperimentali durante i quali le condizioni di funzionamento sono state mantenute costanti, al fine di avere dei parametri di processo ripetuti, atti ad analizzare i miglioramenti dovuti alle modifiche effettuate in campo. Si riassumono di seguito i parametri utilizzati durante i test presentati:

- Combustibile utilizzato Mix 90% Cippato e 10% Carbone Colombiano;
- Portata di aria inviata al gassificatore: ≈600 kg/h;
- Portata di syngas: ≈700 Nm³/h;
- Portata media di combustibile: ≈250 kg/h;
- Rendimento gas freddo: 80%;
- Potere calorifico syngas: ≈5 MJ/Nm³;
- Quantità di tar prodotta (da bilanci): 50÷130 g/Nm³.

3 Valutazione tecnico economica sull'utilizzo di una pompa di calore endotermica alimentata a syngas

In questo scenario, a valle dello studio condotto nel precedente PAR 2017, in questo trimestre è stata affidata al CiniGeo una attività di ricerca che ha avuto come obiettivo l'analisi della possibilità di impiegare il syngas prodotto dall'impianto dimostrativo di gassificazione della piattaforma pilota SOTACARBO per alimentare una pompa di calore a motore endotermico al fine di ripensare l'attuale sistema di condizionamento presente nell'edificio in cui è ospitato il Centro Ricerche Sotacarbo. È stata quindi condotta una analisi tecnica, economica, ambientale delle diverse soluzioni impiantistiche, e si sono messe a confronto le soluzioni considerate sotto il profilo tecnico-economico, al fine di determinare la soluzione ottimale tra quelle proposte.

Si riporta di seguito un breve sunto del lavoro effettuato e si rimanda all'All. 1 al presente Report per maggiori dettagli.

La prima parte del lavoro ha riguardato l'effettuazione di un'analisi dello stato dell'arte delle tecnologie impiantistiche disponibili sul mercato per la produzione di syngas, elencando le diverse configurazioni di gassificatori, e la composizione e i possibili impieghi del gas di sintesi. In particolare è stata posta l'attenzione sugli utilizzi per la produzione di calore e sulle relative tecnologie.

Come seconda fase si è proceduto ad analizzare la configurazione dell'impianto di gassificazione della Sotacarbo, le sue capacità produttive e la tipologia e le caratteristiche del syngas prodotto.

Successivamente è stata valutata nel dettaglio l'applicazione al CRS, analizzando prima una serie di macchine disponibili sul mercato applicabili al caso di specie, ed, infine, definendo e analizzando una configurazione impiantistica possibile (Fig. 2.9).

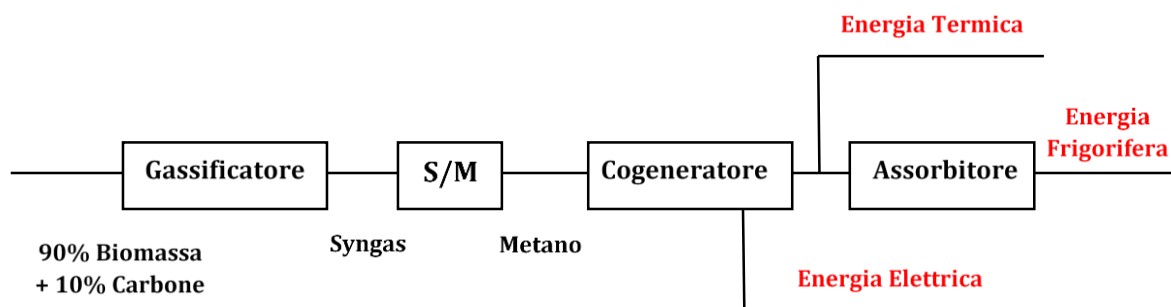


Figura 2.9. Schema d'impianto.

Questa prevede l'utilizzo di un cogeneratore, in grado di produrre energia elettrica e di soddisfare la richiesta di energia termica per il riscaldamento della struttura, accoppiato con un gruppo frigorifero ad assorbimento, che nella stagione estiva utilizza l'acqua calda prodotta dal cogeneratore (altrimenti inutilizzata) per la produzione di energia frigorifera per la climatizzazione degli ambienti. Per detta soluzione è stata valutata la quantità di combustibile necessaria per il funzionamento di picco e, di conseguenza, le quantità di syngas che deve essere prodotto dall'impianto e della relativa quantità in ingresso del mix costituito dal 90% di biomassa e dal 10% di carbone. Si è anche provveduto ad effettuare un calcolo semplificato per valutare il costo di pareggio del mix in ingresso rispetto alla situazione attuale.

Al termine dello studio effettuato sono stati individuati gli sviluppi futuri del progetto. Questi consistono nella realizzazione dell'impianto e nel suo esercizio, durante il quale si potrà effettuare un monitoraggio delle grandezze energetiche ed una valutazione delle relative prestazioni per un confronto con quelle teoriche previste. Come soluzione alternativa potrà essere inoltre valutata la possibilità di sostituire la

pompa di calore esistente con una in grado di funzionare con il biogas prodotto dall'impianto pilota Sotacarbo.

ALLEGATO



Ricerca di Sistema elettrico

VALUTAZIONE TECNICO ECONOMICA SULL'UTILIZZO DI UNA POMPA DI CALORE ENDOTERMICA ALIMENTATA A SYNGAS

Relazione finale

Ing. Pier Francesco Orrù

*Assistant Professor in Industrial Systems Engineering
Dept. of Mechanical, Chemical and Materials Engineering*

University of Cagliari

E-mail: pforru@unica.it

Web: <http://people.unica.it/pierfrancescoorru/>

Sommario

Introduzione	4
1. Il syngas	5
1.1. Introduzione	5
1.2. Composizione del syngas.....	5
1.3. Produzione del syngas	6
1.4. Tipologie di gassificatori.....	7
1.4.1. Gassificatori a letto fisso	8
1.4.2. Gassificatori a letto fluido.....	9
1.4.3. Gassificatori a letto trascinato	11
1.5. Impiego del syngas.....	11
1.6. Conclusioni	12
2. Applicazioni del syngas per la produzione di energia	14
2.1. Introduzione	14
2.2. Depurazione del syngas	14
2.2.1. Trattamento dei gas ad bassa temperatura.....	15
2.2.2. Trattamento dei gas ad alta temperatura.....	18
2.3. Impianti IGCC	19
2.4. Riscaldamento.....	22
2.5. Raffrescamento.....	23
2.6. Cogenerazione.....	25
2.6.1. Impianti a vapore.....	26
2.6.2. Impianti con turbina a gas.....	28

RELAZIONE FINALE

2.6.3. Motori primi.....	29
2.6.4. Celle a combustibile.....	30
2.7. Trigenerazione.....	33
2.8. Conclusioni.....	35
3. Impianto pilota Sotacarbo.....	37
3.1. Introduzione.....	37
3.2. Descrizione dell'impianto.....	37
3.3. Composizione dell'impianto.....	38
3.3.1. Sezione di gassificazione.....	39
3.3.2. Sistema di Clean-up (Scrubber) in equi-corrente.....	43
3.3.3. Sistema di controllo.....	45
3.3.4. Torcia.....	45
3.3.5. Modifiche successive.....	45
3.4. Caratteristiche del syngas prodotto.....	46
3.5. Conclusioni.....	50
4. Applicazione al CRS.....	51
4.1. Introduzione.....	51
4.2. Impianto di climatizzazione del CRS e fabbisogno energetico.....	52
4.3. Soluzioni impiantistiche.....	53
4.3.1. Sistemi alimentati a metano.....	54
4.3.2. Sistemi alimentati a biomassa.....	57
4.3.3. Gruppi frigoriferi ad assorbimento.....	59
4.4. Applicazione al CRS: cogeneratore alimentato a metano e gruppo frigorifero ad assorbimento.....	62
4.5. Analisi economica.....	65
4.6. Conclusioni.....	67

RELAZIONE FINALE

5. Analisi dei risultati e sviluppi futuri.....	68
5.1. Introduzione	68
5.2. Analisi dei risultati	68
5.3. Sviluppi futuri	69
Conclusioni	71
Bibliografia	72

Introduzione

Una delle linee di ricerca nell'ambito dell'energia sostenibile più seguite in questi ultimi anni riguarda la possibilità di ricavare nuovi combustibili a partire da materie prime rinnovabili o di recupero. In quest'ottica si inquadrano gli studi effettuati sul processo di gassificazione di un combustibile primario per ottenere un prodotto gassoso, di più semplice utilizzo, chiamato gas di sintesi o, più comunemente, *syngas*.

Il presente progetto di ricerca ha come obiettivo lo studio della valutazione dal punto di vista sia tecnico sia economico sull'utilizzo del *syngas* come vettore energetico per l'alimentazione di generatori termici destinati al condizionamento dell'aria.

In particolare, nello studio in esame sono state analizzate le diverse tecnologie che allo stato dell'arte sono utilizzate per la produzione di *syngas* e quelle che possono essere impiegate per la climatizzazione dell'aria utilizzando direttamente *syngas* oppure altri vettori, come il metano, ottenuti a partire dal *syngas*.

Lo studio presenta anche una fase applicativa specifica relativa alla valutazione dell'applicazione delle suddette tecnologie per la climatizzazione del Centro Ricerche Sotacarbo (CRS).

1. Il syngas

1.1. Introduzione

Gli studi condotti negli ultimi decenni per l'ottenimento di nuovi combustibili a partire da materie prime rinnovabili o di recupero hanno manifestato una particolare attenzione, sia nel mondo accademico sia in quello industriale, verso il processo di gassificazione di un combustibile primario per l'ottenimento di un prodotto gassoso, di più semplice utilizzo, detto syngas.

L'analisi dello stato dell'arte evidenzia che il syngas è ottenibile a partire non solo dal carbone, ma anche da altri prodotti (es. biomasse), mentre sono diverse le configurazioni d'impianto atte a svolgere tale processo.

1.2. Composizione del syngas

Il syngas, o gas di sintesi, è un prodotto gassoso ottenuto attraverso un processo di gassificazione di un combustibile primario.

L'analisi dello stato dell'arte ha rivelato che il combustibile primario maggiormente utilizzato è costituito dal carbone, ma possono essere gassificati anche lignite, biomasse, torba, TAR, bitumi, RDF, pneumatici e altre sostanze combustibili con contenuti energetici significativi, sia singolarmente sia in un mix tra questi [2].

Il syngas è costituito da una miscela ricca di monossido di carbonio (CO) e idrogeno (H₂), e presenta un alto potere calorifico che può essere impiegato, a seconda del grado di purezza dello stesso, per ottenere *chemicals* (CH₃OH, CH₄, reazioni di Fischer-Tropsch ed altri composti ossigenati), per la produzione di idrogeno, in celle a combustibile, come combustibile per alimentare generatori per la produzione di energia elettrica e/o calore, anche ad elevata temperatura.

1.3. Produzione del syngas

Il processo di gassificazione è costituito dall'insieme delle trasformazioni chimico-fisiche attraverso le quali viene realizzata la conversione di un combustibile primario liquido o solido, in un combustibile di sintesi in fase gassosa, il syngas appunto. Tale processo avviene attraverso lo sviluppo di reazioni chimiche con ossigeno, alimentato puro o sotto forma di aria, e vapore acqueo.

Il gas di sintesi così prodotto è principalmente composto da una miscela di monossido di carbonio (CO), anidride carbonica (CO₂), idrogeno (H₂), metano (CH₄), acqua (H₂O), e, nel caso di gassificazione con aria, anche azoto (N₂) ed altre sostanze quali principalmente etilene, etano, ceneri, tar (idrocarburi pesanti), particelle di carbone.

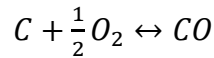
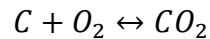
In generale, un processo di gassificazione procede secondo una serie di stadi successivi, costituiti da:

- Preriscaldamento e asciugatura del combustibile: questa fase risulta necessaria per ridurre al minimo il tenore di umidità del combustibile solido utilizzato;
- Pirolisi: con questo processo le molecole di idrocarburi più pesanti vengono scisse per via termica in composti più leggeri, detti "prodotti di pirolisi". Tale processo avviene in assenza di aria, ossigeno o qualsiasi altro agente esterno. La materia prima, quindi, si decompone termicamente producendo un residuo solido (char) e un gas (syngas);
- Gassificazione del char (solido carbonioso residuo): i prodotti di pirolisi entrano successivamente nella cosiddetta zona di riduzione, ambiente in cui essi reagiscono in presenza del mezzo gassificante (come detto, ossigeno o aria e vapore d'acqua);
- Combustione: l'energia termica necessaria allo sviluppo delle reazioni endotermiche (preriscaldamento, pirolisi, etc.) viene fornita dalle reazioni di combustione che avvengono all'interno del reattore.

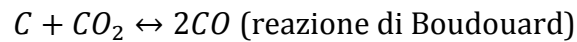
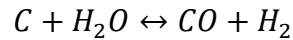
Le principali reazioni coinvolte nel processo sono le seguenti [4]:

- Reazioni relative alla combustione (esotermiche):

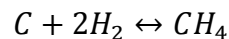
RELAZIONE FINALE



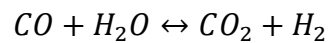
- Reazioni relative alla gassificazione (endotermiche):



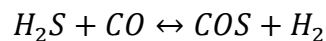
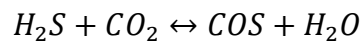
- Reazione relativa alla idrogassificazione (esotermica):



- Reazione di shift conversion (esotermica):



Nel caso in cui venga utilizzato un combustibile contenente zolfo avvengono anche le seguenti reazioni:



È inoltre opportuno considerare che l'intero processo di conversione risulta notevolmente influenzato anche dalla cinetica delle reazioni. Infatti il processo dipende sia dal tempo a disposizione per lo sviluppo delle reazioni (tempo di permanenza del combustibile all'interno del reattore), sia dalle condizioni termodinamiche (temperatura e pressione). All'aumentare di questi due fattori, si ottengono crescenti percentuali di conversione del carbone.

1.4. Tipologie di gassificatori

Il criterio maggiormente utilizzato per la classificazione dei processi di gassificazione è basato sulla tipologia di assetto fluidodinamico dell'impianto. I gassificatori si suddividono, quindi, in tre grandi categorie:

- Gassificatori a letto fisso;
- Gassificatori a letto fluido;

- Gassificatori a letto trascinato.

A loro volta, i gassificatori a letto fisso si dividono, in funzione della direzione del moto relativo tra combustibile e mezzo gassificante, in:

- Downdraft (equicorrente);
- Updraft (controcorrente).

La scelta della migliore configurazione impiantistica dipende dal tipo di combustibile impiegato, dalla potenza richiesta, dalla composizione del gas di sintesi ottenuto e da attente valutazioni economiche. Di seguito si riportano, per ciascuna tipologia di impianto sopra citata, le principali caratteristiche operative e funzionali.

1.4.1. Gassificatori a letto fisso

I gassificatori a letto fisso sono caratterizzati dalla presenza di un letto di combustibile posizionato su una griglia fissa.

A seconda della direzione del flusso del mezzo gassificante si ha una configurazione di tipo updraft (Fig. 1.4.1.1a) oppure downdraft (Fig. 1.4.1.1b): per la prima tipologia l'agente gassificante viene immesso dal fondo, mentre il syngas esce dalla parte superiore, mentre per la seconda tipologia l'agente ossidante viene immesso lateralmente percorrendo il gassificatore verso il fondo, da cui viene prelevato il syngas prodotto.

Questo tipo di sistemi sono caratterizzati da tecnologie costruttive e gestionali relativamente semplici ed affidabili, e presentano elevata efficienza energetica, soprattutto nella configurazione downdraft grazie allo scambio termico in controcorrente fra combustibile entrante e gas di sintesi uscente. Questi sistemi vengono utilizzati principalmente per potenze medio-piccole e presentano pressioni e temperature operative dell'ordine di 20÷30 bar e 400÷600 °C rispettivamente. L'alimentazione deve avvenire utilizzando materiale secco con granulometria dell'ordine di 5÷50 mm, mentre, come mezzo ossidante è possibile utilizzare sia aria sia ossigeno.

RELAZIONE FINALE

Gli svantaggi di questa configurazione sono principalmente: produzione di syngas con elevate percentuali di idrocarburi pesanti, bassi trascinamenti di particolato e difficoltà di implementazione per taglie maggiori a causa di distribuzioni non ottimali delle temperature interne che potrebbero pregiudicare il corretto andamento delle reazioni.

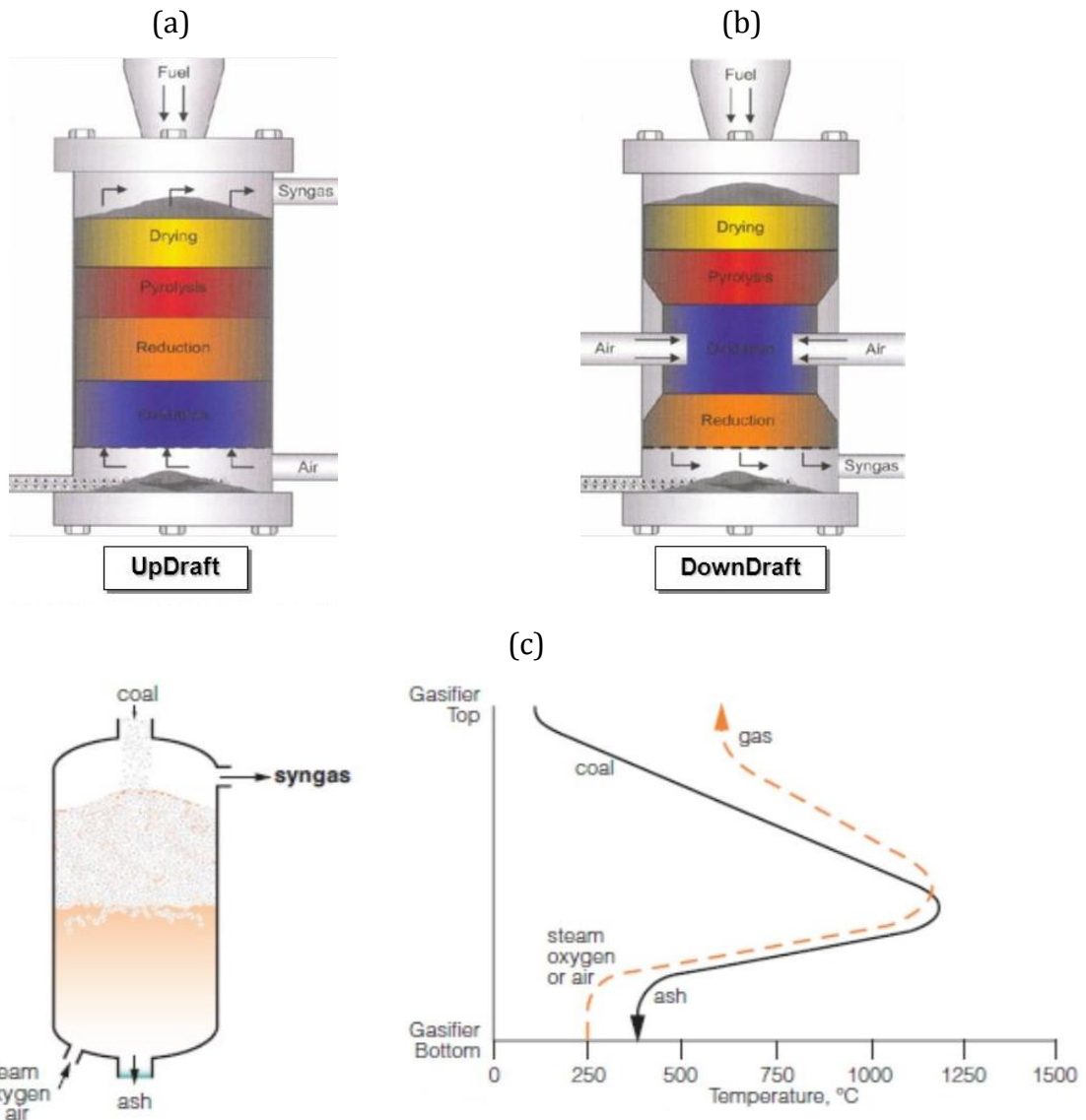


Figura 1.4.1.1. Gassificatore a letto fisso in configurazione updraft (a), downdraft (b) [3] e configurazione updraft con corrispettivo profilo di temperatura (c) [4].

1.4.2. Gassificatori a letto fluido

RELAZIONE FINALE

I gassificatori a letto fluido (Fig. 1.4.2.1) sono caratterizzati da una sospensione di particelle solide di combustibile in una corrente ascendente costituita dall'agente ossidante, sfruttando la presenza di un letto di materiale inerte (diametro $0.2 \div 1$ mm). Tale materiale utilizzato, in genere sabbia fine, permette di migliorare lo scambio termico tra le varie particelle del combustibile.

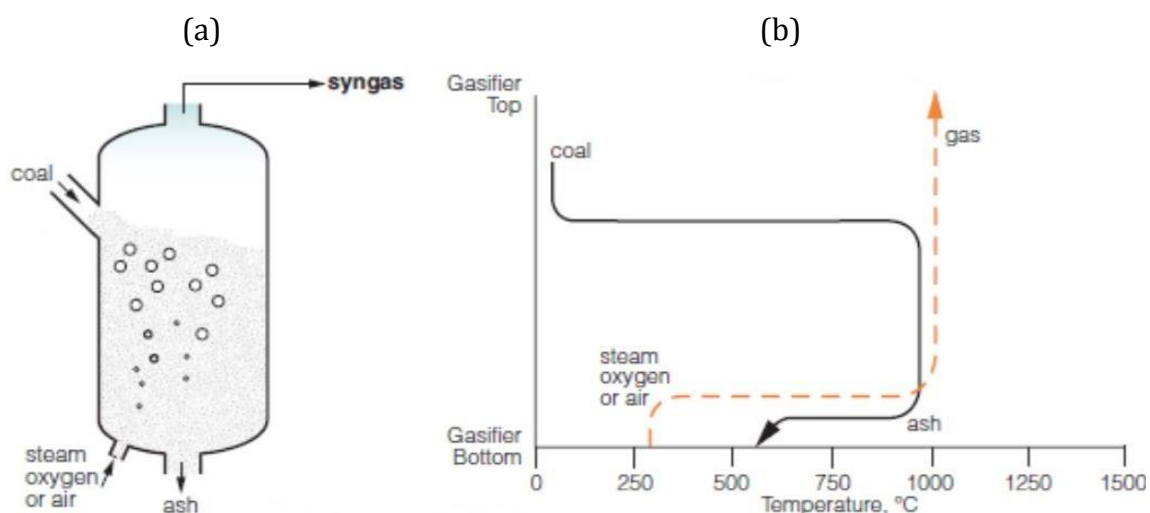


Figura 1.4.2.1. Gassificatore a letto fluido (a) e profilo di temperatura (b)[4].

Questa configurazione consente un'eccellente miscelazione tra combustibile e agente gassificante, garantendo una più uniforme distribuzione di temperatura all'interno del gassificatore e, di conseguenza, un aumento della velocità nelle reazioni. Temperatura e pressione operative di questi sistemi sono rispettivamente dell'ordine di $20 \div 30$ bar e $800 \div 1000$ °C. L'alimentazione deve avvenire utilizzando materiale secco con granulometria di $3 \div 4$ mm, mentre, come mezzo ossidante è possibile utilizzare sia aria sia ossigeno. Tale configurazione impiantistica consente di produrre syngas con medio-basso contenuto di idrocarburi pesanti, presenta una notevole azione di trascinamento di particolato e consente, se necessario, di operare la desolforazione internamente al gassificatore.

Svantaggi principali di questa configurazione sono due: la tendenza, per effetto delle alte temperature, alla sinterizzazione della sabbia silicea che tende a reagire con i metalli alcalini contenuti nelle ceneri e l'alto contenuto di tar (inferiore, in ogni caso, rispetto al letto fisso updraft) dovuto al basso tempo di residenza del combustibile e

alle alte temperature operative che causano un aumento del tempo impiegato per il processo di cracking degli idrocarburi condensabili.

1.4.3. Gassificatori a letto trascinato

I sistemi a letto trascinato (Fig. 1.4.3.1) operano il processo di gassificazione tra combustibile e mezzo gassificante (ossigeno e vapore) senza l'utilizzo di materiali inerti, in equicorrente, ad elevata temperatura operativa, dell'ordine di 1200÷2000 °C, e pressioni di lavoro di 20÷80 bar.

L'elevata temperatura consente di ottenere syngas con contenuto di tar pressoché nullo e di produrre ceneri fuse, facilitandone, in questo modo, la rimozione. L'alimentazione viene effettuata con combustibile in forma secca con granulometria estremamente fine (50÷100 µm) o di slurry.

Svantaggio principale di questa configurazione è il costo elevato sia a causa dei sistemi di controllo necessari al corretto funzionamento sia per l'utilizzo dell'ossigeno puro o vapore surriscaldato come agente ossidante, che comporta costi superiori rispetto alle altre tipologie.

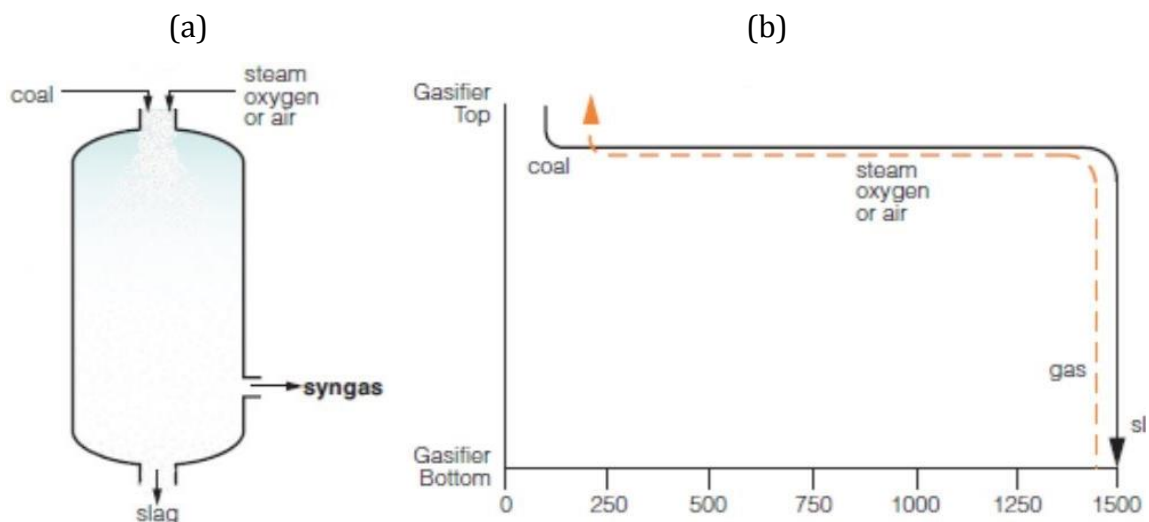


Figura 1.4.3.1. Gassificatore a letto trascinato (a) e profilo di temperatura (b) [4].

1.5. Impiego del syngas

RELAZIONE FINALE

La gassificazione del carbone è nota sin dal 1792, ma è a partire dal 1930 che è stata studiata approfonditamente e sviluppata su larga scala grazie alle industrie americane e tedesche. Nella seconda metà del secolo scorso, tuttavia, l'interesse per questo tipo di tecnologia subì un forte calo a discapito dei combustibili fossili come il petrolio, caratterizzati da ampia disponibilità e basso costo. Tuttavia, negli ultimi due decenni, anche in seguito dell'aumento del prezzo del petrolio e del gas naturale, l'interesse sul processo di gassificazione del carbone è nuovamente cresciuto. Diverse società come, ad esempio, Shell, Texaco e British Gas, hanno sviluppato nuove tecnologie che permettono di lavorare con temperature e pressioni molto elevate, in modo da ottenere una maggiore efficienza di trasformazione, costi minori e impatto ambientale ridotto [5].

Attualmente l'utilizzo più comune del syngas derivante da processi di gassificazione prevede l'immissione in caldaie per la combustione diretta, senza necessità di depurazione o come combustibile in sistemi per la produzione di energia elettrica e/o termica a seguito di opportuni trattamenti per eliminare particolato e frazioni condensabili, i quali potrebbero pregiudicare il corretto funzionamento dei processi a valle della gassificazione. Il syngas viene, ad esempio, usato per l'alimentazione di generatori di vapore specialmente se in co-combustione con carbone o altre biomasse solide [6]. Rispetto all'utilizzo diretto delle biomasse come combustibile, l'integrazione con un processo di gassificazione consente di impiegare biomasse ritenute "problematiche" e difficilmente utilizzabili;

Ulteriori utilizzi riguardano l'impiego del syngas come materia prima in processi di sintesi chimiche per la produzione, ad esempio, di idrogeno.

Nel capitolo successivo verrà riportata una sintesi dei più comuni utilizzi del syngas prodotto da processi di gassificazione per la produzione di energia termica.

1.6. Conclusioni

Nel presente capitolo è stata indicata la composizione del syngas, miscela gassosa composta prevalentemente da monossido di carbonio, anidride carbonica, idrogeno, metano e acqua, e le sue caratteristiche in funzione delle principali materie di partenza (carbone, biomasse, etc.) che vengono utilizzate nel processo di gassificazione.

RELAZIONE FINALE

Detto processo di gassificazione avviene in speciali impianti chiamati gassificatori, che si differenziano in base alla tipologia di assetto fluidodinamico in sistemi a letto fisso (downdraft o updraft), a letto fluido o a letto trascinato.

Riguardo i principali utilizzi del syngas si riportano l'immissione in caldaia per la combustione diretta e l'utilizzo come materia prima in processi di sintesi chimiche per la produzione, ad esempio, di idrogeno.

2. Applicazioni del syngas per la produzione di energia

2.1. Introduzione

La gassificazione della biomassa permette, a partire da un processo di conversione termica di un combustibile solido, di ottenere un combustibile gassoso, denominato syngas, che può essere valorizzato in diverse applicazioni, tra cui, ad esempio, impianti IGCC, caldaie, etc.

Negli ultimi anni gli impianti di gassificazione hanno cominciato ad affacciarsi nel mercato della produzione elettrica di piccola taglia anche per via degli incentivi statali riconosciuti per la produzione elettrica da fonte rinnovabile che garantiscono a tale tecnologia un'importante remunerazione in fase di esercizio, che determina un ridotto tempo di ritorno del costo di investimento iniziale.

Tuttavia, tale tecnologia, che pur è oggetto di studio e applicazione da oltre un secolo, non ha ancora raggiunto la piena maturità industriale, per il fatto che il syngas in uscita dal reattore è molto "sporco", a causa delle sostanze incombuste che si trascina in sospensione (tar e catrami) e deve pertanto essere sottoposto ad un processo di depurazione e raffreddamento prima di essere impiegato come combustibile in un motore endotermico. Inoltre, il processo di gassificazione all'interno del reattore è molto "instabile" e richiede, nel caso più frequente di biomasse legnose, un cippato in ingresso il più possibile omogeneo e secco. Per questi motivi, tali impianti richiedono un costante monitoraggio in fase di esercizio e una manutenzione non paragonabile a quella richiesta, ad esempio, dai tradizionali cogeneratori alimentati a metano.

In questo capitolo verranno analizzate le principali tecnologie di utilizzo del syngas in rapporto alla particolare applicazione in esame.

2.2. Depurazione del syngas

Il syngas prodotto dal gassificatore deve essere depurato al fine di ottenere un combustibile con proprietà fisico-chimiche compatibili con quelle richieste per il

funzionamento di un generatore termico. Per questo, il syngas viene depurato dagli eventuali elementi presenti che risultano sia inquinanti sia dannosi per la macchina attraverso dei processi che prevedono solitamente la desolforazione, il raffreddamento ed eventualmente l'arricchimento con idrogeno, prima di essere mandato al generatore. Deve essere quindi previsto un sistema di depurazione del gas grezzo che consenta di ridurre i livelli di concentrazione delle impurità presenti nel gas grezzo operando secondo tre diverse tipologie di intervento:

- Rimozione del particolato;
- Rimozione dei composti dello zolfo;
- Rimozione degli altri inquinanti secondari.

Le tecnologie utilizzate per la purificazione del gas si distinguono a seconda che il gas venga tenuto ad alta temperatura oppure raffreddato (pulizia a caldo o a freddo).

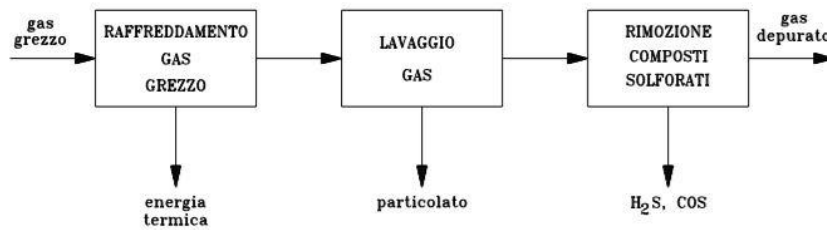
2.2.1. Trattamento dei gas ad bassa temperatura

I processi di depurazione del syngas a bassa temperatura risultano da tempo disponibili a livello commerciale ed ampiamente utilizzati nella maggior parte degli impianti di gassificazione attualmente operativi. Il loro svantaggio principale, però, è rappresentato dalla notevole complessità dell'impianto e dalle non trascurabili perdite energetiche.

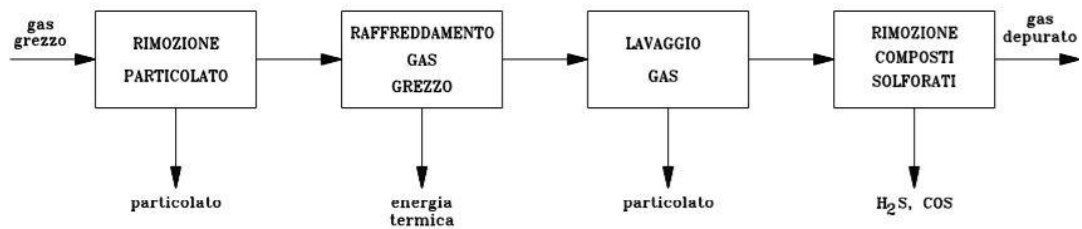
La Fig. 2.2.1.1 riporta gli schemi concettuali della sezione di condizionamento del gas grezzo prodotto da processi a letto fisso, fluido e trascinato [7]. È opportuno sottolineare come le diverse caratteristiche del syngas (temperatura, contenuto di tar, particolato, etc.) influenzino significativamente la configurazione del sistema di depurazione del syngas grezzo.

RELAZIONE FINALE

a) Letto trascinato



b) Letto fluido



c) Letto fisso

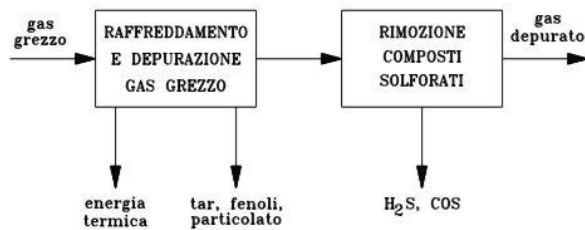


Figura 2.2.1.1. Schema concettuale della sezione di trattamento del syngas grezzo, basata su processi a bassa temperatura, per gassificatori a letto trascinato (a), fluido (b) e fisso (c) [7].

Nella fase di rimozione delle particelle solide è necessario limitare le emissioni di particolato dagli impianti che utilizzano il carbone a causa dei pericoli per la salute provocati dalle polveri di dimensioni più piccole e per una efficace protezione delle apparecchiature che utilizzano il gas prodotto in modo da evitare fenomeni di deposito, erosione e corrosione. Tra le tre diverse tipologie di gassificatori descritte, quelli a letto fisso e a letto trascinato non producono rilevanti quantità di particolato, a differenza di quelli a letto fluido che ne producono notevoli quantità.

La rimozione di tale inquinante viene effettuata mediante una prima depurazione del gas all'interno di un ciclone. I cicloni sono apparecchiature semplici e molto diffuse, ma presentano modeste efficienze di rimozione delle polveri e devono pertanto essere

RELAZIONE FINALE

abbinate ad altri sistemi più efficaci quali gli scrubbers, i quali sono sistemi di lavaggio dei gas all'interno di apposite torri. Queste apparecchiature consentono di raccogliere le goccioline di vapore e di tar condensate e tutti i componenti presenti nel gas, solubili nella fase liquida utilizzata. Infine, per assorbire la condensa dei vapori in uscita dallo scrubber, viene impiegato un demister. Altro sistema che permette di operare una depolverizzazione a fondo del gas è lo "scrubber Venturi", il quale produce un'azione di depolverizzazione, raffreddamento e saturazione del gas trattato.

A seguito del processo di gassificazione, la maggior parte dello zolfo inizialmente presente nel combustibile primario si ritrova nel syngas sotto forma di H_2S e CO_S , con concentrazioni dell'ordine dell'1-2%, mentre la rimanente parte dello zolfo reagisce con l'ossido di calcio e di magnesio (CaO e MgO) intrinsecamente presenti nelle ceneri e si ritrova nelle scorie prodotte dal reattore di gassificazione. Il sistema di rimozione dei composti dello zolfo è costituito essenzialmente da tre distinte sezioni:

- Sezione di desolforazione: la rimozione dei composti dello zolfo presenti nel syngas avviene mediante l'utilizzo di solventi all'interno di processi di tipo chimico, nei quali il solvente reagisce con il composto da rimuovere originando altri composti o insiemi di composti instabili o fisico, nei quali l'interazione fra composto e solvente risulta esclusivamente di natura fisica. I processi chimici prevedono l'utilizzo di solventi a base di soluzioni acquose di ammine e sali alcalini (MEA, DEA, MDEA, etc.) che reagiscono con i composti da rimuovere (99% circa di efficienza) formando altri composti che poi si scindono in fase di rigenerazione. Altri solventi utilizzati sono il carbonato di sodio e di potassio, l'ammoniaca e l'idrossido di sodio. Per quanto concerne i processi fisici, i solventi maggiormente utilizzati sono il metanolo, l'N-metil-2-pirrolidone (NMP) o miscela di dimetiletere e polietilenglicole (DMPEG);
- Sezione di recupero dello zolfo elementare: allo scarico della sezione di rigenerazione del solvente è presente la sezione di recupero dello zolfo nella quale si ha la conversione dei composti dello zolfo in zolfo elementare. Gli impianti per il recupero dello zolfo sono, solitamente, di tipo Claus, nei quali l' H_2S viene convertito in zolfo elementare attraverso uno o più stadi termici e catalitici. Scopo

RELAZIONE FINALE

principale della rigenerazione è quello di minimizzare le emissioni inquinanti in atmosfera ottenendo però anche un guadagno in quanto lo zolfo elementare così prodotto diventa un bene vendibile sul mercato;

- Sezione di trattamento finale dei gas: nei gas allo scarico dell'impianto di recupero (il cosiddetto gas di coda) è presente ancora dello zolfo (sotto forma di H_2S e SO_2) e deve quindi essere ulteriormente trattato in un'apposita sezione composta da catalizzatori a base di cobalto e molibdeno, nel quale tutti i composti dello zolfo presenti vengono convertiti in H_2S prima di poter essere scaricati in atmosfera. Inoltre, questa sezione è anche generalmente utilizzata per smaltire gli effluenti gassosi prodotti in altre sezioni dell'impianto di gassificazione.

In funzione della tipologia del processo di gassificazione il syngas contiene anche altre specie inquinanti come NH_3 , HCN , tar, alcali, fenoli, HCl . Per la rimozione di tali inquinanti, generalmente vengono utilizzati efficacemente i processi di depolverizzazione dei gas a bassa temperatura. Infatti NH_3 , HCN e HCl sono solubili in acqua e vengono rimossi attraverso i sistemi di lavaggio dei gas, gli alcali condensano sulla superficie del particolato e, con questi vengono eliminati, mentre tar e fenoli vengono fatti condensare in una apposita sezione di raffreddamento per "quenched" subito a valle del gassificatore attraverso lavaggio con condensato acquoso di ricircolo ("liquor").

2.2.2. Trattamento dei gas ad alta temperatura

Per la rimozione del particolato i principali trattamenti di purificazione del syngas ad alta temperatura vengono effettuati mediante l'impiego di cicloni, filtri ceramici e reattori catalitici. I cicloni operanti ad alta temperatura possono considerarsi dei sistemi consolidati, ma possiedono basse efficienze di depolverizzazione e devono essere quindi abbinati a sistemi più efficaci. È preferibile quindi adottare soluzioni di filtraggio mediante l'utilizzo di materiali ceramici porosi. Tra i diversi metodi, quelli maggiormente utilizzati sono i filtri ceramici a candela, i filtri ceramici cross-flow ed i filtri a letto granulare. I primi due sono filtri a bassa densità, composti cioè da fibre ceramiche (tipicamente allumina) sinterizzate per dare una matrice rigida

RELAZIONE FINALE

caratterizzata da un basso grado di impaccamento (minor resistenza al flusso rispetto ai sistemi granulari). Gli ultimi, invece, sono filtri ad alta densità, costituiti cioè da un letto granulare di materiale inerte, generalmente carburo di silicio.

I reattori catalitici, invece, vengono solitamente utilizzati nella gassificazione di biomasse, poiché permettono la rimozione del tar favorendo le reazioni di cracking. Per tali applicazioni, vengono principalmente impiegati catalizzatori a base di nickel o dolomite.

2.3. Impianti IGCC

Una delle soluzioni maggiormente utilizzate per la produzione di energia elettrica è rappresentata dagli impianti di gassificazione a ciclo combinato (IGCC). Questi impianti sono caratterizzati dall'integrazione di un processo di gassificazione con un processo di produzione di energia mediante un ciclo combinato gas-vapore. Questo sistema rappresenta, attualmente, uno dei metodi più efficienti di produzione di energia elettrica. Nella Fig. 2.3.1 si riporta lo schema concettuale di una centrale IGCC [6].

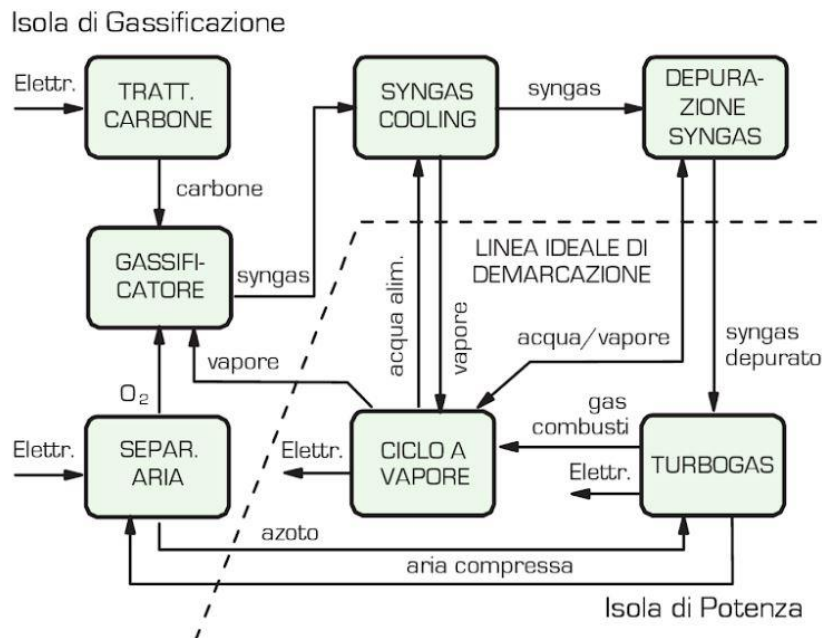


Figura 2.3.1. Schema concettuale di una centrale IGCC [6].

RELAZIONE FINALE

Un impianto IGCC, in generale è costituito da due diverse sezioni principali definite come isola di gassificazione e isola di potenza. La prima si compone di tre diverse sottosezioni:

- Sezione di gassificazione: in questa sezione viene prodotto il gas di sintesi a partire dal combustibile primario, dall'acqua (o vapore) e dall'ossigeno. È composta essenzialmente dal reattore di gassificazione e dal sistema di trattamento e di alimentazione del combustibile;
- Sezione di produzione e compressione dell'ossidante: mediante una unità di frazionamento criogenico dell'aria (Air Separation Unit, ASU), l'ossigeno necessario al processo di gassificazione viene prima prodotto a pressione atmosferica, e successivamente compresso fino alla pressione richiesta dal processo di gassificazione mediante un apposito compressore;
- Sezione di raffreddamento e depurazione: il gas grezzo, prodotto dal reattore di gassificazione ad alta temperatura, viene raffreddato in specifici scambiatori di calore (syngas coolers), recuperando l'energia sensibile del syngas mediante corrispondente produzione di vapore, oppure per semplice miscelamento con acqua o syngas freddo (quenching). Il syngas raffreddato viene depurato dagli elementi inquinanti (composti dello zolfo, particolato, ammoniaca, tar, etc.).

L'isola di potenza, invece, è composta da un impianto a ciclo combinato gas/vapore alimentato con il syngas depurato, con un apporto aggiuntivo di vapore ricavato dal syngas cooling, il quale viene fatto espandere in turbina insieme a quello prodotto dal generatore di vapore a recupero.

Nella Tab. 2.3.1 è riportata una lista non esaustiva degli impianti IGCC attualmente realizzati [7]. In molti di questi impianti, parte del syngas prodotto viene utilizzato per la produzione di idrogeno attraverso reazioni di shift conversion, e destinato a processi di raffinazione come l'hydrotreating e l'hydrocracking.

RELAZIONE FINALE

Denominazione	Tecnologia gassificazione	P_{nom} [MWe]	Combustibile
Demkolec BV (NED)	Shell (Coal)	250	Carbone
Global Energy/Public Service of Indiana - PSI (USA)	E-GAS™ (Destec)	260	Carbone/Pet coke
Tampa Electric Co. (USA)	Texaco	250	Carbone, Pet coke
ELCOGAS SA (ESP)	Prenflo	300	Carbone, Pet coke
Sierra Pacific (USA)	KRW	100	Carbone
SUV/EGT (CZ)	Lurgi Dry Ash	400	Lignite
SVC (GER)	Lurgi Dry Ash, GSP, BGL, MPG	60	Lignite, rifiuti, CSS ¹
Global Energy (USA)	BGL	500	Carbone, CSS
Shell (NED)	Shell (Oil)	127	Residui distillazione petrolio (visbreaking)
ISABl Mission Energy (ITA)	Texaco	512	Residui non asfaltenici
Sarlux Saras/Enron (ITA)	Texaco	545	Residui distillazione petrolio (visbreaking)
API/ABB/Texaco (ITA)	Texaco	280	Residui distillazione petrolio (visbreaking)
Repsol/Iberdrola (ESP)	Texaco	800	Residui <i>vacuum</i> (asfalteni)
Total/EdF/Texaco (FRA)	Texaco	400	Residui oli combustibili
Motiva (USA)	Texaco	240	Pet coke
Esso Singapore (SIN)	Texaco	180	Idrocarburi paraffinici (steam cracking)

Denominazione	Tecnologia gassificazione	P_{nom} [MWe]	Combustibile
NPRC (JAP)	Texaco	343	Residui oli combustibili
TECO Power SvcS/Texaco/Citgo (USA)	Texaco	650	Pet coke

Tabella 2.3.1. Impianti IGCC attualmente realizzati [8].

2.4. Riscaldamento

Recentemente sono stati immesse in commercio caldaie ad alto rendimento che sfruttano il syngas ottenuto da biomassa, lignite o carbone, e utilizzate per riscaldamento e/o per la produzione di Acqua Calda Sanitaria (ACS).

Queste caldaie sfruttano il principio della gassificazione per estrarre il gas presente in forma naturale in questi tipi di combustibile. Il funzionamento dei sistemi attuali è completamente automatico e viene effettuato in base alle richieste delle utenze, tramite un pannello di controllo di regolazione della temperatura dell'acqua in caldaia, del carico del combustibile, della ventilazione primaria, secondaria e di aspirazione dei fumi di scarico.

Il combustibile viene caricato in un apposito serbatoio posizionato nella parte superiore della caldaia, dove viene continuamente pre-essicato grazie a un aspiratore. Dopodiché, tramite una coclea o un sistema idraulico, entra nel sottostante gassificatore, realizzato con uno spesso strato di materiale refrattario, dove ha inizio il processo di gassificazione e combustione parziale che avviene ad alte temperature. La combustione vera e propria si verifica in un altro vano della caldaia denominato bruciatore. Il gas risultante dal progressivo processo di gassificazione del combustibile viene aspirato tramite un sistema di ventilazione, nella parte inferiore della caldaia (caso a "fiamma inversa o rovesciata"), costituita da speciali elementi ceramici. In presenza di alte temperature, i gas si incendiano, generando una completa combustione, al termine della quale il prodotto della combustione raggiunge le superfici dello scambiatore, cedendo il calore per il riscaldamento dell'acqua ed uscendo esausto dal camino di scarico.

Le caldaie a gassificazione attuali si caratterizzano per il loro rendimento elevato (fino all'85÷95%, a seconda dei modelli) e le basse emissioni inquinanti. In particolare, il sistema della fiamma rovesciata tende allo sfruttamento massimo del combustibile, evitando, come nelle caldaie tradizionali, il formarsi di piccole particelle di residui incombusti.

Diverse aziende propongono attualmente sul mercato svariate soluzioni che prevedono caldaie a gassificazione alimentate a biomassa legnosa. Ad esempio, la Viessmann, attraverso la serie Vitoligno 200-S, propone una caldaia a gassificazione a legna con potenze termiche nel range 20-50 MW [9]. L'azienda ETA propone diverse soluzioni per l'alimentazione di caldaie a gassificazione (legna, cippato, pellet, ceppi di legna o misto) con potenze termiche sino a 60 MW [10]. Infine, la Rossato Group dispone di una caldaia a fiamma rovesciata alimentata a biomassa con potenza termica pari a 25 kW [11].

2.5. Raffrescamento

La trasformazione dell'energia termica, ad esempio prodotta da una caldaia o da un cogeneratore, in energia frigorifera è resa possibile grazie all'abbinamento con un gruppo frigorifero ad assorbimento. Le unità frigorifere ad assorbimento sono progettate per l'impiego di acqua calda o surriscaldata come fonte primaria di energia prodotta in seguito al calore prodotto dalla combustione del syngas.

Un gruppo frigorifero ad assorbimento può produrre acqua refrigerata in uscita a una temperatura di circa 7°C, in linea con le esigenze della maggior parte degli impianti di climatizzazione.

Le pompe di calore ad assorbimento costituiscono una possibile alternativa ai tradizionali sistemi frigoriferi a compressione di vapore. Esse lavorano necessariamente con due sorgenti termiche, una a bassa ed una ad alta temperatura, utilizzano refrigeranti naturali, ma differiscono per il fatto che le macchine ad assorbimento richiedono energia termica (ottenibile da fonti tradizionali, rinnovabili o da cascami termici) e non presentano la classica fase di compressione. In questa tipologia di macchine, infatti, la fase di compressione è totalmente sostituita con due fasi distinte: la generazione e l'assorbimento. Nella Fig. 2.5.1 è riportato lo schema

RELAZIONE FINALE

semplificato di una macchina ad assorbimento [12] dove sono rappresentati i componenti principali che la costituiscono: evaporatore, assorbitore, condensatore e generatore di calore.

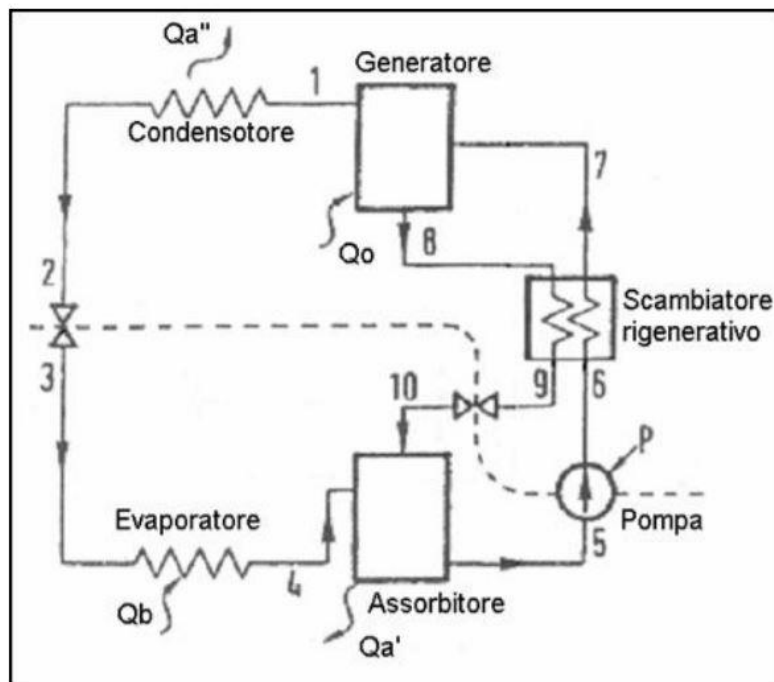


Figura 2.5.1. Schema semplificato del funzionamento di una macchina ad assorbimento [12].

Il fluido che evolve nella macchina è una miscela di due o più sostanze, generalmente acqua e ammoniaca. La quantità di calore Q_0 viene fornita nel generatore determinando la separazione del componente più volatile (il refrigerante) dalla soluzione (il grado di purezza, ovviamente, dipende dalle proprietà dei fluidi utilizzati). Il vapore così prodotto viene quindi inviato al condensatore, all'interno del quale condensa cedendo la quantità di calore Q'_a alla sorgente esterna. Generatore e condensatore lavorano entrambi ad una pressione che dipende dalla temperatura di condensazione, a sua volta funzione della temperatura del mezzo esterno. Il refrigerante liquido viene, invece, inviato ad una valvola di laminazione in modo da ridurre la pressione e successivamente viene inviato all'evaporatore. Nell'evaporatore il refrigerante evapora e la quantità di calore Q_b che viene sottratta alla sorgente

esterna rappresenta l'effetto frigorifero della macchina.

Per garantire la continuità al ciclo, è necessario riportare il vapore refrigerante alle condizioni iniziali inviandolo nuovamente nell'assorbitore in cui confluisce anche la soluzione assorbente precedentemente impoverita proveniente dal generatore. Per poter effettuare la condensazione del refrigerante e la diluizione della soluzione, la quantità di calore Q'_a viene sottratta dall'assorbitore. All'uscita dell'assorbitore, la soluzione "rigenerata" viene inviata alla pompa che ne aumenta la pressione e, successivamente, re-immessa nuovamente nel generatore, ove ricomincia il ciclo.

Di norma, vengono utilizzati due scambiatori di calore che producono un miglioramento delle prestazioni del ciclo: nel primo avviene lo scambio termico tra la soluzione "povera" in ingresso all'assorbitore e quella "ricca" in uscita dall'assorbitore producendo l'effetto benefico di ridurre la quantità di calore da fornire dall'esterno richiesta dal generatore. Il secondo scambiatore di calore consente lo scambio termico tra il refrigerante liquido e il vapore in uscita dall'evaporatore (oppure attraverso il fluido di raffreddamento utilizzato per la condensazione) con lo scopo di raffreddare il refrigerante liquido prima dell'ingresso nell'evaporatore.

Tra i diversi prodotti attualmente esistenti sul mercato la Baxter Energia propone dei chiller ad assorbimento con alimentazione a syngas con potenze frigorifere nel range da 50 kW a 10 MW [13]. L'azienda Zudek, propone la serie Enermatik con la possibilità di alimentazione con syngas [14].

2.6. Cogenerazione

La norma UNI 8887:2014 definisce il processo di cogenerazione come l'insieme delle operazioni volte alla produzione combinata di energia meccanica/elettrica e calore, entrambi considerati effetti utili, partendo da una qualsivoglia sorgente di energia con l'obiettivo di realizzare un più razionale uso dell'energia primaria rispetto a processi che producono separatamente le due forme di energia

Gli impianti di cogenerazione di solito sono costituiti da un motore primo basato su sistemi di generazione tradizionali (ad es. motori a combustione interna, turbine a vapore, turbine a gas, cicli combinati, etc.) e da un sistema per il recupero del calore dove l'energia termica generata durante la fase di produzione di energia elettrica viene

recuperata e riutilizzata in ambito industriale (produzione di vapore/acqua calda di processo, produzione di vapore/acqua calda per assorbitori - produzione di freddo) o per il teleriscaldamento. Come motore primo, le tipologie impiantistiche principali comunemente utilizzate sono:

- Motori a combustione interna (a ciclo Otto o Diesel);
- Turbine a gas;
- Turbine a vapore;
- Celle a combustibile;
- Impianti combinati.

Ovviamente ciascuna tipologia presenta caratteristiche peculiare che la rendono più o meno adatta a determinate classi di potenza. Nella Tab. 2.6.1 sono riportati i principali campi di applicazione delle diverse tipologie impiantistiche in funzione della potenza elettrica generata.

Tecnologia	Potenza elettrica
Motori a combustione interna, turbine a gas, celle a combustibile	$< 1 \text{ MW}$
Motori a combustione interna, turbine a gas, turbine a vapore	$1 \div 10 \text{ MW}$
Turbine a gas, turbine a vapore, impianti combinati	$> 10 \text{ MW}$

Tabella 2.6.1. Tipologia di motore primo utilizzata per un impianto di cogenerazione in funzione della potenza elettrica generata.

Di seguito si riporta una breve descrizione delle tecnologie tradizionali maggiormente utilizzate ai fini cogenerativi in ambito industriale.

2.6.1. Impianti a vapore

I cicli a vapore sono i più sfruttati per la generazione di energia elettrica poiché, essendo sistemi a combustione esterna, possono essere alimentati mediante combustibili di bassa qualità, quale carbone e oli combustibili pesanti. Per utilizzare gli impianti a

vapore ai fini cogenerativi sono necessarie alcune modifiche al ciclo termodinamico di base, così da fornire calore a temperature compatibili con quelle delle utenze (nel ciclo base, infatti, il calore uscente dal sistema si produce nel condensatore che lavora a pressione pari a circa 0,05 bar, che corrisponde ad una temperatura pari a circa 33 °C). Le due configurazioni utilizzabili sono gli impianti a controcompressione (Fig. 2.6.1.1-a) o a condensazione e spillamento di vapore (Fig. 2.6.1.1-b).

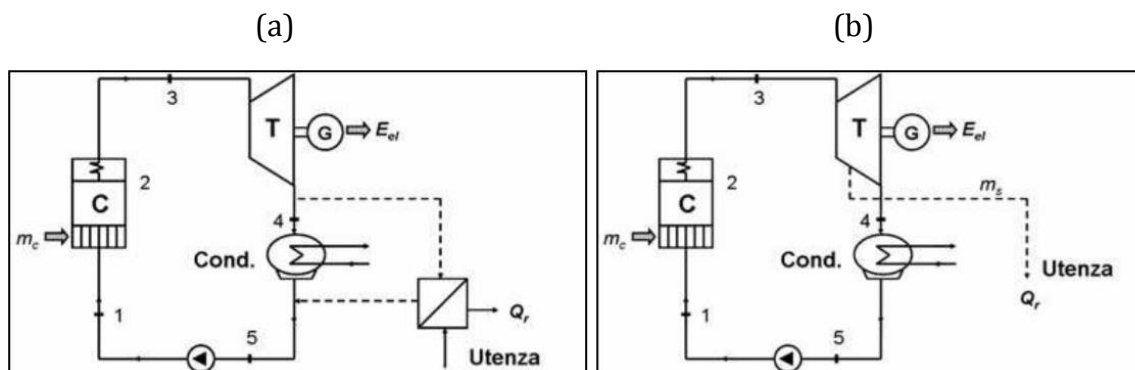


Figura 2.6.1. Impianto di cogenerazione a vapore in configurazione a controcompressione (a) e a condensazione e spillamento (b) [15].

Negli impianti a controcompressione tutto il vapore uscente dalla turbina è inviato ad uno scambiatore di calore, dove condensa cedendo calore ad un altro fluido termovettore che alimenta un'utenza termica. La condensazione di tale vapore avviene a temperature più alte rispetto al ciclo base, comportando di conseguenza maggiori pressioni di condensazione, con perdita di lavoro meccanico e quindi di energia elettrica. Nel caso in cui l'utenza non richieda energia termica, il vapore viene inviato in un condensatore normale, permettendo dunque al sistema di operare in sola generazione di energia elettrica. Quando la richiesta di vapore da parte dell'utenza è in continuo, allora vengono anche utilizzati impianti a controcompressione basati su un circuito aperto che prevedono l'eliminazione del condensatore.

Gli impianti a condensazione e spillamento di vapore (Fig. 2.6.1.1-b) si basano sullo spillamento di una certa quantità di vapore (m_s) in uno stadio intermedio della turbina che viene direttamente inviato ad un'utenza termica. Tale configurazione è adottata soprattutto in ambito industriale dove, a seguito di necessità tecnologiche e produttive,

sono necessari contestualmente energia elettrica e calore. Se consideriamo nulla la portata di vapore spillato allora l'impianto opera in ciclo semplice fornendo solamente energia elettrica. Aumentando la portata di vapore spillato, aumenta la quota di energia termica fornita all'utenza ma contestualmente diminuisce l'energia elettrica prodotta, dal momento che, tale portata spillata venendo sottratta alla turbina, non contribuisce a fornire lavoro meccanico e quindi energia elettrica. Limite principale di questa tipologia di impianti è la scarsa flessibilità ossia incapacità di seguire variazioni di richiesta da parte dell'utenza.

2.6.2. Impianti con turbina a gas

Gli impianti con turbina a gas (TG) si basano sul ciclo Brayton-Joule. Lo schema semplificato viene rappresentato nella figura 2.6.2.1 [15].

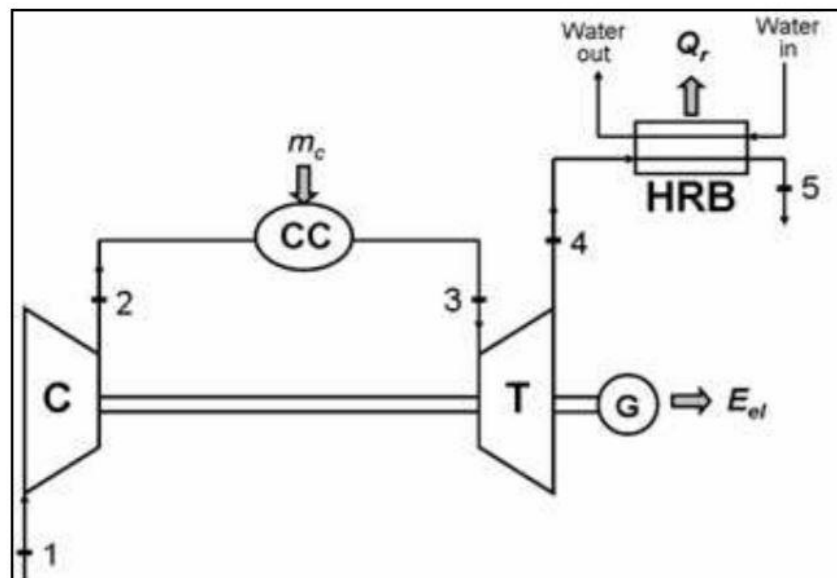


Figura 2.6.2.1. Schema semplificato di un impianto con turbina a gas [15].

L'aria viene aspirata dall'ambiente a pressione e temperatura atmosferica (punto 1) da un compressore, che la comprime sino alle condizioni di pressione e temperatura rappresentative del punto 2. Successivamente, l'aria compressa entra in camera di combustione insieme ad una data quantità di combustibile m_c . All'uscita della camera di combustione il flusso di gas raggiunge la temperatura massima del ciclo, e viene

quindi inviata in turbina dove espande fino alle condizioni indicate dal punto 4, producendo lavoro. Nel ciclo base, il flusso di gas uscente dalla turbina espande sino alle condizioni ambiente (il punto 4 si trova in atmosfera), mentre nel caso in cui la TG venga utilizzata a fini cogenerativi, tali gas di scarico si trovano ancora a temperatura assai elevata (prossima o superiore ai 500°C) per cui può essere sfruttato direttamente per alimentare un'utenza termica (oppure per alimentare un ciclo a vapore, realizzando così un impianto a ciclo combinato). Di norma, viene utilizzata una caldaia a recupero per recuperare calore dai fumi in uscita dalla turbina a gas al fine di scaldare un fluido termovettore (ad esempio acqua) da inviare ad un'utenza termica.

2.6.3. Motori primi

Relativamente all'utilizzo del syngas prodotto da processi di gassificazione all'interno di processi cogenerativi, è opportuno sottolineare come questa soluzione sia compatibile soprattutto con l'utilizzo di due tipologie di motore primo: con motori endotermici alternativi o con impianto di turbina a gas. Bisogna tener conto però dei costi aggiuntivi per l'adattamento delle camere di combustione che dovranno essere in grado di sopperire alla diversa densità energetica e composizione del combustibile.

Nel mercato esistono già alcuni moduli pronti per l'utilizzo con questa modalità, come il sistema Syfon della CPL CONCORDIA che utilizza un gassificatore accoppiato ad un cogeneratore a syngas dotato di motore V8 che produce 45 kW_e e 105 kW_t, con un rendimento dell'85% [16]. Altre soluzioni impiantistiche sono proposte da ENERBLU, del Gruppo Riello Elettronica, con un range di potenza compreso tra 60 e 999 kW_e [17], da SFERA con l'impianto SFERA.CO, disponibile in taglie da 20 kW_e a oltre 1 MW_e con alimentazione a syngas da biomasse [18], da MTM Energia che propone impianti di cogenerazione alimentati a syngas con taglie da 50 fino ai 144 kW_e [19]. Inoltre in letteratura sono disponibili numerosi lavori scientifici riguardanti l'utilizzo del syngas nei processi di cogenerazione. Ad esempio, Ghosha e Deb [20], Minutilloa et al [21] hanno effettuato l'analisi energetica di un impianto di cogenerazione alimentato a syngas accoppiato ad una cella a combustibile ad ossidi solidi; Huang T. e Huang M. [22] hanno studiato l'effetto della temperatura sul processo di elettrochimico di produzione del syngas in un impianto di cogenerazione accoppiato ad una cella a combustibile ad

ossidi solidi; Gerssen-Gondelacha et al. [23] hanno riportato un confronto tra i diversi sistemi di produzione di energia elettrica alimentati con biocombustibili; Zheng et al. [24] hanno analizzato il processo di pretrattamento di biomassa legnosa per migliorare la produzione di biogas per la produzione di energia elettrica.

2.6.4. Celle a combustibile

Le celle a combustibile sono sistemi elettrochimici capaci di convertire l'energia chimica di un combustibile, in genere idrogeno, direttamente in energia elettrica, senza l'ausilio di un ciclo termico. Di conseguenza consentono di ottenere rendimenti di conversione più elevati rispetto a quelli delle macchine termiche convenzionali in quanto non soggette alle limitazioni del ciclo di Carnot.

Il funzionamento di una cella a combustibile è analogo a quello di una batteria, poiché la produzione di energia elettrica avviene attraverso un processo elettrochimico, ma, a differenza di quest'ultima, essendo alimentata dall'esterno è in grado di operare senza interruzioni, fintanto che al sistema viene fornito combustibile (idrogeno) ed ossidante (ossigeno o aria). Lo schema semplificato del funzionamento e delle parti che compongono una cella a combustibile è riportato in Fig. 2.6.4.1 [25].

Essa è costituita da due elettrodi in materiale poroso, separati da un elettrolita. Gli elettrodi fungono da "siti catalitici" per le reazioni di cella: sull'elettrodo positivo (anodo) della cella, saturo dell'ossigeno presente nell'aria, avviene la riduzione dell'ossigeno stesso mentre sul catodo avviene l'ossidazione dell'idrogeno. Come risultato della reazione si ha produzione di acqua e passaggio di corrente elettrica nel circuito esterno. I due elettrodi sono immersi nell'elettrolita, una soluzione concentrata di idrossido di potassio (KOH), e rivestiti da catalizzatori per aumentare la velocità delle reazioni elettrodiche. La trasformazione elettrochimica è accompagnata da produzione di calore, che è necessario estrarre per mantenere costante la temperatura di funzionamento della cella.

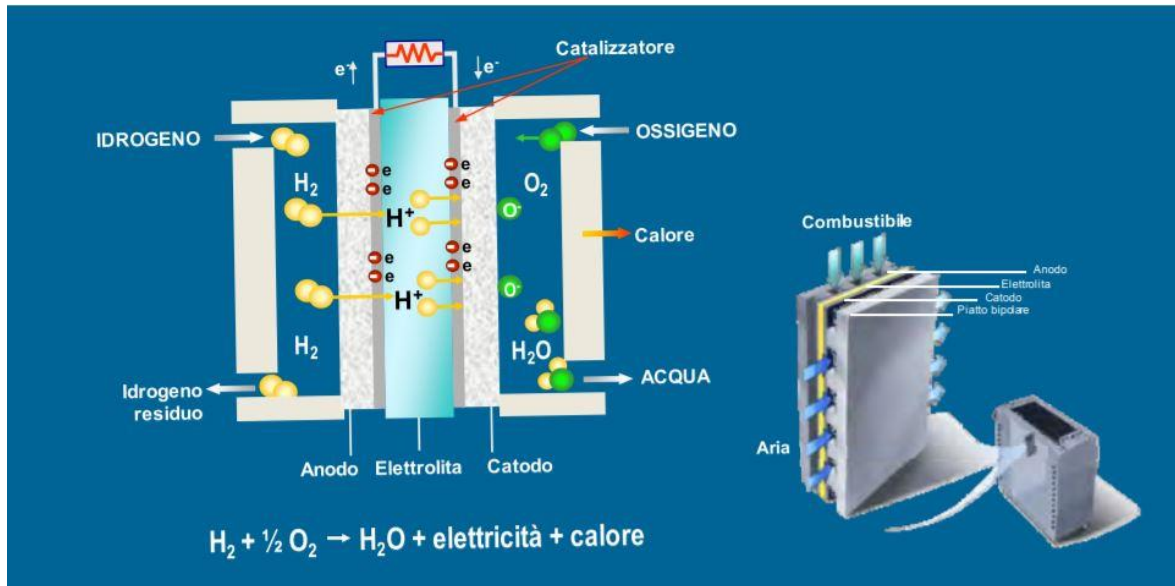


Figura 2.6.4.1. Schema semplificato di una cella a combustibile [25].

In generale la classificazione delle celle viene effettuata in base all'elettrolita utilizzato (celle alcaline, ad elettrolita polimerico, ad acido fosforico, a carbonati fusi, ad ossidi solidi) o alla temperatura di funzionamento (celle a bassa e ad alta temperatura).

In base alla prima modalità di classificazione si hanno:

- celle alcaline (AFC, Alkaline Fuel Cell): l'elettrolita è costituito da idrossido di potassio ed operano a temperature tra 60 e 120 °C. Hanno raggiunto un buon grado di maturità tecnologica ma la problematica relativa all'utilizzo di gas di alimentazione estremamente puri ne hanno limitato fortemente la diffusione;
- celle ad elettrolita polimerico (PEFC, Polymer Electrolyte Fuel Cell): l'elettrolita è costituito da una membrana polimerica ad elevata conducibilità protonica. Operano a temperature comprese tra 70 e 100 °C, mentre il loro impiego è legato soprattutto alla trazione e la generazione/cogenerazione di piccola taglia (1÷250 kW);
- celle ad acido fosforico (PAFC, Phosphoric Acid Fuel Cell): l'elettrolita è costituito da una soluzione concentrata di acido fosforico. Possiedono un campo operativo di temperatura prossima ai 200 °C e rappresentano la tecnologia più matura e già adottata in applicazioni di cogenerazione nei settori residenziale e terziario (100÷200 kW);
- celle a carbonati fusi (MCFC, Molten Carbonate Fuel Cell): l'elettrolita è costituito

RELAZIONE FINALE

da una soluzione di carbonati alcalini fusa alla temperatura di funzionamento della cella (650 °C), contenuta in una matrice ceramica porosa. Questi sistemi risultano particolarmente adatte per la generazione di energia elettrica e la cogenerazione di piccola taglia;

- celle ad ossidi solidi (SOFC, Solid Oxide Fuel Cell): l'elettrolita è composto da materiale ceramico (ossido di zirconio drogato con ossido di ittrio). Il campo operativo di temperature è tra i 900÷1000 °C. Risultano particolarmente adatte per la generazione di energia elettrica e la cogenerazione di piccola taglia;
- celle a metanolo diretto (DMFC, Direct Methanol Fuel Cell): l'elettrolita è costituito da una membrana polimerica. Questi sistemi operano a temperature comprese tra 80 e 100 °C, ma non hanno ancora raggiunto la maturità tecnologica per essere commercialmente adoperati.

Le celle a combustibile rivestono un notevole interesse al fine della generazione di potenza distribuita, in quanto presentano caratteristiche energetiche ed ambientali tali da renderne potenzialmente vantaggioso lo sviluppo e l'impiego. Infatti, le celle a combustibile possiedono numerosi vantaggi:

- rendimento elettrico elevato: i valori che vanno dal 40 al 60% all'aumentare delle temperature utilizzate;
- flessibilità operativa: è dovuta all'ampia gamma di tipologia di alimentazione (possono essere alimentate con metano, metanolo, syngas, biomasse, etc.);
- modularità: permette di aumentare la potenza installata in base alla variazione della richiesta energetica;
- efficienza: è indipendente dal carico e dalle dimensioni dell'impianto;
- ridotto impatto ambientale: dal punto di vista delle emissioni sia gassose sia acustiche;
- versatilità: possibilità di utilizzo come impianti di cogenerazione.

Un'importante applicazione delle celle a combustibile è quella relativa alla produzione del syngas attraverso un processo di gassificazione. Questi sono i cosiddetti impianti

IGFC (Integrated Gassification Fuel Cell). Il combustibile primario viene gassificato e il syngas prodotto (o l'idrogeno ottenuto dalla separazione con il syngas stesso), una volta depurato, viene inviato alle celle a combustibile. Queste producono energia elettrica in corrente continua (poi convertita in corrente alternata tramite un inverter) ed energia termica che, insieme a quella prodotta nel gassificatore, alimenta un impianto sottoposto (che può essere un impianto a vapore oppure un ciclo combinato). Nella Fig. 2.6.4.2 è riportato lo schema concettuale di un impianto IGFC [26].

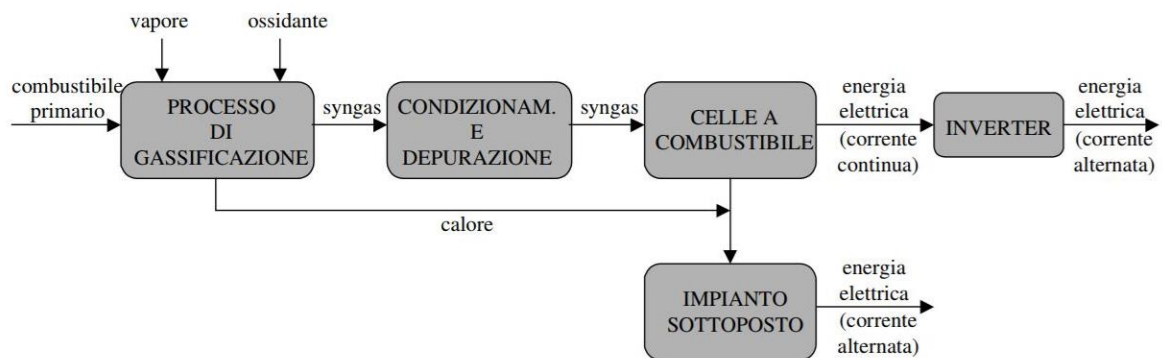


Figura 2.6.4.2. Schema concettuale di un impianto IGFC [26].

Gli ultimi anni hanno visto una notevole crescita dell'interesse rivolto agli impianti IGFC, con numerosi lavori scientifici disponibili in letteratura. Ad esempio, Lanzini et al. [27] hanno effettuato uno studio sull'efficienza e sulla convenienza economica di diverse configurazioni di un impianto IGFC basato su celle di tipo SOFC integrato con un sistema di cattura CO₂. Naraharisetti et al. [28] utilizzano tecniche di ottimizzazione multi-obiettivo applicata ad un sistema IGFC integrato con un impianto di turbina a gas sottoposto. Nello studio effettuato da Obara et al. [29] è stata analizzata una micro-grid composta da un impianto IGCC integrata con impianto fotovoltaico e impianto di pompaggio (PSH, pumped-storage hydroelectricity). Da anni Nagel et al. [30–32] studiano dal punto di vista del design, prestazionale ed economico, un impianto IGFC alimentato a biomassa.

2.7. Trigenerazione

RELAZIONE FINALE

La trigenerazione si realizza accoppiando un impianto di cogenerazione con un sistema in grado di produrre energia frigorifera. Per tale applicazione vengono di norma utilizzate le macchine ad assorbimento, le quali sfruttano l'energia termica disponibile per produrre energia frigorifera. Un impianto di trigenerazione completo è composto generalmente dalle seguenti componenti:

- Unità cogenerativa costituita da un motore primo;
- Gruppo frigorifero ad assorbimento;
- Caldaia di integrazione per la fornitura di calore all'utenza;
- Chiller elettrico per l'integrazione dell'energia frigorifera richiesta dall'utenza.

Le diverse tipologie di motore primo per gli impianti di trigenerazione sono le stesse viste per gli impianti di cogenerazione. La Fig. 2.7.1 riporta lo schema semplificato di un impianto di trigenerazione il cui motore primo del tipo a combustione interna [33]. In letteratura sono disponibili diversi studi riguardanti lo studio di impianti di trigenerazione alimentati con syngas. Puig-Arnavat et. al. [34] hanno sviluppato un modello numerico di un impianto di trigenerazione a biomassa considerando cinque diverse configurazioni impiantistiche in cui sono presenti un gassificatore per la produzione di syngas, un impianto di cogenerazione basato su un motore a combustione interna per la produzione contemporanea di energia elettrica e termica ed una macchina ad assorbimento (a singolo e a doppio effetto) per la produzione di energia frigorifera. Wei et al. [35] hanno presentato uno studio di fattibilità su un impianto di trigenerazione alimentato a biogas ed energia solare applicato a sistemi di trattamento delle acque reflue. Katsaros et al. [36] hanno effettuato lo studio e l'analisi di un impianto di trigenerazione a biomassa basata su una cella a combustibile ad ossidi solide ed una macchina ad assorbimento acqua-ammoniaca.

RELAZIONE FINALE

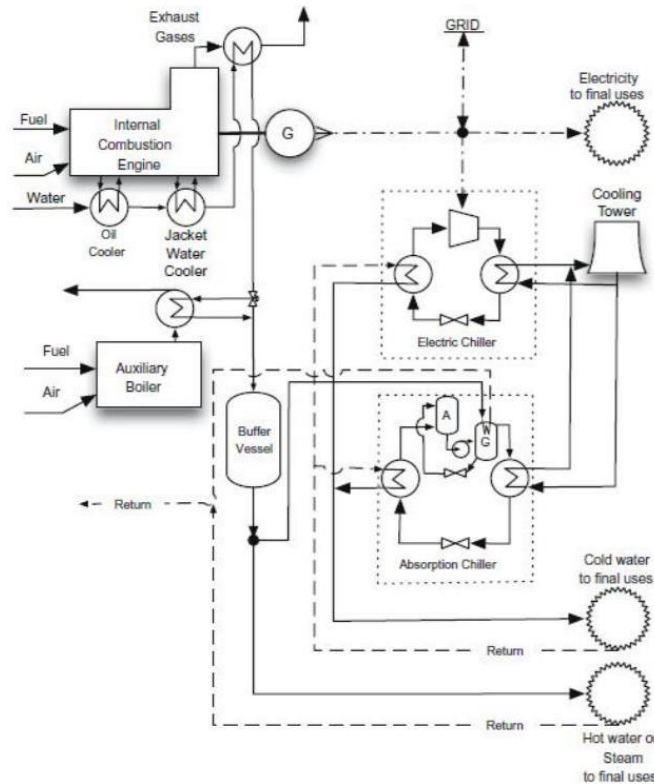


Fig. 2.7.1. Schema di un impianto di trigenerazione con motore a combustione interna [33].

2.8. Conclusioni

In questo capitolo sono state analizzate le diverse metodologie di pulizia del syngas a cui deve essere sottoposto prima di essere utilizzato all'interno di processi di generazione elettrica e/o termica. Infatti prima dell'utilizzo sono necessari opportuni trattamenti per la rimozione di particolato, dei composti dello zolfo e degli altri inquinanti presenti.

Sono state quindi esaminate le diverse tipologie di applicazione del syngas sia in ambito industriale sia residenziale. Attualmente, il tema trattato riveste un ruolo di notevole interesse in campo scientifico supportato dai numerosi lavori e ricerche scientifiche esistenti. Se infatti gli impianti IGCC sono ormai una realtà consolidata ed efficiente, l'utilizzo del syngas accoppiato a celle a combustibile si sta ritagliando un ruolo sempre più importante. L'interesse scientifico è però accompagnato anche

RELAZIONE FINALE

notevole sviluppo dal punto di vista della produzione viste le numerose aziende che ad oggi posseggono a catalogo apparecchiature alimentate con syngas.

3. Impianto pilota Sotacarbo

3.1. Introduzione

La sede del CRS è ubicata nella Grande Miniera di Serbariu, situata nella periferia del Comune di Carbonia. La struttura di proprietà comunale che ospita le attività della società è costituita da un edificio principale nel quale si svolgono le attività di concetto (uffici, laboratori), mentre le attività operative si svolgono nell'officina, che è posta a servizio degli impianti di ricerca. Tra questi si annovera un gassificatore, dedicato all'ottenimento di syngas a partire da biomasse e carbone, singoli oppure in mix.

3.2. Descrizione dell'impianto

Il gassificatore presente nel CRS è un reattore a letto fisso updraft, il cui schema è rappresentato in Fig. 3.2.1.

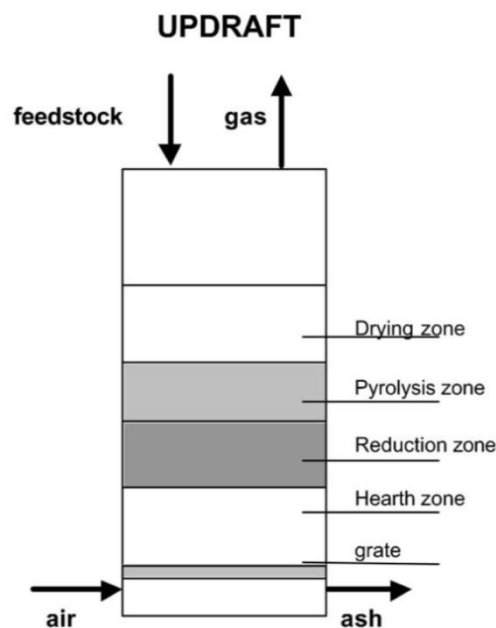


Figura 3.2.1. Schema gassificatore Sotacarbo [2].

In questo tipo di gassificatore, l'agente ossidante, alimentato dal fondo del reattore,

RELAZIONE FINALE

sale verso l'alto e sviluppa un flusso in controcorrente con la biomassa, a sua volta alimentata con una tramoggia alla testa del gassificatore. La biomassa caricata nella tramoggia fa da tappo per il gas, il quale esce solo attraverso un condotto dedicato, mentre la biomassa si muove verso il basso in una corrente di gas caldi che salgono dalla base.

Appena entra nel gassificatore la biomassa viene riscaldata ed essiccata, per poi passare nella zona di pirolisi dove reagisce a formare tar, gas e residui carboniosi (charcoal). I gas e parte dei tar prodotti in questo step escono dal gassificatore; i tar, in particolare, sono trascinati nel flusso di gas che sale. La parte rimanente dei tar condensano prima di uscire dal gassificatore in quanto la biomassa di alimento causa un abbassamento della temperatura dei gas verso l'alto. Il condensato si deposita sulla biomassa stessa e viene nuovamente riportato nella alla zona di pirolisi, dove reagisce per formare gas e ceneri.

Scendendo verso la sezione di riduzione, nella quale si realizza la vera e propria gassificazione, il *charcoal* reagisce con l'agente ossidante per formare CO e H₂. Come accennato in precedenza, alla base del gassificatore il gas in ingresso ossida completamente la rimanenza dei residui carboniosi generando così il calore necessario alle reazioni di gassificazione e pirolisi soprastanti.

Il vantaggio principale di questo gassificatore è la semplicità di costruzione e l'elevata efficienza termica. La grande quantità di tar prodotta non è un problema se i gas di sintesi sono bruciati; se invece devono essere usati in un processo a valle è necessario provvedere alla loro rimozione.

3.3. Composizione dell'impianto

L'impianto di gassificazione presente nel CRS è costituito principalmente da:

1. Sezione di gassificazione;
2. Sistema di Clean-up (Scrubber) in equi-corrente;
3. Sistema di controllo;
4. Torcia.

Di seguito si descrivono in maniera sintetica le tre sezioni principali dell'impianto.

3.3.1. Sezione di gassificazione

Il gassificatore della piattaforma Sotacarbo è costituito da un reattore a letto fisso up-draft, alimentato ad aria che opera con una pressione intorno a quella atmosferica.

Possiede un diametro interno di 1300 mm e un'altezza pari a 2800 mm; l'altezza massima del letto di combustibile può arrivare a circa 2400 mm.

Il reattore è ideato per la gassificazione di differenti tipologie di carbone e biomasse e, in particolare, è stato utilizzato per effettuare test di gassificazione di biomasse legnose e co-gassificazione di carbone e biomasse.

Il combustibile viene introdotto nel gassificatore attraverso una tramoggia posta sulla sua parte superiore, che possiede un sistema di caricamento automatico con trasportatore a catena "Redler" (Fig. 3.3.1.1) a cui segue un condotto con forma a Y integrato da tre ghigliottine che gestiscono le tempistiche caricamento.



Figura 3.3.1.1. Sistema di caricamento automatico del combustibile (redler).

RELAZIONE FINALE

Il gassificatore rappresentato in Fig. 3.3.1.2 possiede al suo interno delle pareti in acciaio raffreddate tramite una camicia nel quale circola l'acqua di refrigerazione. Il sistema di raffreddamento del gassificatore è completato da un corpo cilindrico superiore e da un condensatore ad aria con flusso forzato. Il profilo termico all'interno del gassificatore è monitorato con l'ausilio di 36 termocoppie posizionate su sei livelli differenti delle pareti del reattore e orientate a 60° l'una dall'altra.



Figura 3.3.1.2. Gassificatore impianto.

Il letto di combustibile viene posizionato sopra una griglia metallica che consente lo scarico delle ceneri attraverso un sistema composto da più piani concentrici come evidenziato nella seguente Fig. 3.3.1.3.

RELAZIONE FINALE



Figura 3.3.1.3. Parte esterna della griglia del gassificatore.

La fase di accensione del gassificatore avviene tramite l'ausilio di sei irradiani ceramici ad infrarosso da 800 W disposti in maniera circolare a 60° l'uno dall'altro ad una altezza di 500 mm dal fondo del reattore, dove viene posizionato lo strato di carbone vegetale.

L'irradiatore è inserito in un involucro metallico (lampada) ed è montato sul gassificatore dove vengono alimentati da tre SCR monofase della potenza di 2 kW che permettono il controllo dell'energia elettrica erogata in relazione al set point di temperatura impostata.

Il gassificatore, possiede un sistema di movimentazione del letto (Stirrer) inter-refrigerato, costituito dalle seguenti parti principali:

- Albero verticale cavo che consente la circolazione dell'acqua per il raffreddamento;
- Asta perpendicolare posta all'estremità inferiore dell'albero dotata di rostri per effettuare il mescolamento del letto;
- Pistone oleodinamico dotato di centralina che permette al pistone di traslare verticalmente;
- Motore di rotazione con una cella di carico per stimare la resistenza alla rotazione stessa.

RELAZIONE FINALE

Il campo d'azione dello stirrer varia da quota 1400 mm fino a quota 2400 mm del reattore di gassificazione e la sua traslazione verticale è effettuata tramite un pistone oleodinamico comandato da una centralina di immissione dell'olio.

In Fig. 3.3.1.4, si riporta un'immagine dello stirrer, in cui si evidenziano i motori di rotazione e traslazione insieme al sistema che collega lo stirrer al pistone oleodinamico.



Figura 2.2.1.4. Stirrer.

Il sistema di raffreddamento (Steam Drum) consente di dissipare in condizioni di progetto una potenza di 500 kW termici, corrispondenti ad una portata massima di 800 kg/h di vapore con salto termico di circa 50 °C (da 100 °C a circa 50÷70 °C) (Fig. 3.3.1.5).



Figura 3.3.1.5. Steam Drum.

Inoltre, il gassificatore è dotato dei seguenti sistemi ausiliari:

- Sistema di produzione e adduzione aria processo;
- Sistema di produzione e adduzione vapore;
- Sistema di stoccaggio e adduzione azoto.

Gli agenti gassificanti, quali l'aria di processo ed il vapore, che sono necessari al funzionamento del gassificatore, sono generati rispettivamente da una soffiante con una portata massima di 1.100 m³/h e da due caldaie in grado di produrre una portata pari a 250 kg/h ciascuna, ad una pressione di 4 bar.

Visto che la massima pressione relativa di esercizio del gassificatore è pari a 0,5 bar, è presente lungo la linea vapore a monte del gassificatore una valvola di laminazione che consente di ridurre la pressione fino al valore desiderato.

3.3.2. Sistema di Clean-up (Scrubber) in equi-corrente

La funzione principale dello scrubber, rappresentato in Fig. 3.3.2.1, è quella di effettuare un lavaggio del syngas tramite un flusso d'acqua in equi corrente che viene immesso mediante tre ugelli conici a cono pieno, posizionati su tre rampe sovrapposte. Inoltre, svolge la funzione di guardia idraulica anti ritorno di fiamma. Il syngas

RELAZIONE FINALE

prodotto viene convogliato in uscita nel demister, costituito da 8 dischi forati sovrapposti, nel quale si elimina l'eventuale acqua che può essere trascinata.

Il tar separato dal syngas confluisce nella parte conica inferiore dello scrubber per poi essere rimosso mediante una pompa monovite. Il volume di acqua contenuto nello scrubber è di 6 m³, a cui si aggiunge la vasca di accumulo, anch'essa di 6 m³, che è collegata allo scrubber mediante una tubazione. Questo consente di avere un elevato volano termico e di mantenere efficiente il potere lavante dell'acqua, evitando fenomeni repentini di saturazione in rapporto sia all'acidità cloridrica sia alla concentrazione salina. La vasca di accumulo è internamente divisa da due setti che fungono da barriere per il trattenimento dell'eventuale frazione saturante o di quella sedimentabile, dove nella parte bassa è presente una valvola per lo scarico dei sedimenti. È inoltre dotata di una presa di reintegro dell'acqua evaporata durante il lavaggio del syngas e dell'acqua scaricata come refluo, che viene poi rinviato ad un sistema di trattamento dei reflui prodotti. L'acqua proveniente dalla vasca di accumulo viene rilanciata agli ugelli di lavaggio tramite delle pompe, a monte delle quali si trova un sistema di filtri che ha il compito di proteggere le pompe stesse.



Figura 3.3.2.1. Scrubber.

3.3.3. Sistema di controllo

L'impianto di gassificazione è dotato di una serie di strumenti che consentono di monitorare, in modo continuo, i principali parametri del processo, come pressioni, portate e temperature degli agenti gassificanti e del syngas prodotto, nonché i profili termici all'interno del reattore. Tali valori vengono monitorati tramite un sistema di regolazione e controllo (SRC) che li acquisisce attraverso un segnale di tipo elettrico registrandoli in memoria. Sulla base di tali parametri l'operatore, per via manuale o in automatico, è in grado di intervenire sull'impianto al fine di modificarli. In particolare, il sistema di regolazione e controllo permette di azionare e movimentare le valvole pneumatiche di regolazione e ON-OFF, pistoni pneumatici e oleodinamici, compressori, pompe, motori, inverter, permettendo all'operatore di regolare e controllare tutti i parametri dell'impianto durante il suo funzionamento.

3.3.4. Torcia

L'impianto è dotato di una torcia con fiamma pilota. All'uscita di essa è presente un sistema di campionamento per l'analisi dei fumi.

3.3.5. Modifiche successive

Rispetto alla configurazione originale, negli anni nell'impianto sopra presentato sono state eseguite alcune modifiche che riguardano principalmente la sezione di clean-up e il sistema di trattamento dei reflui derivati dalla pulizia del syngas. In particolare è stato ottimizzato il circuito idraulico del clean-up connesso con il disoleatore. L'acqua, dopo aver lavato in equi corrente il syngas, assorbe i tar e le polveri e si deposita sul pelo libero dello scrubber. Gli olii del tar si dividono nel liquido in due parti: gli olii pesanti sul fondo dello scrubber e quelli più leggeri nel tank dove, grazie ad un sistema di ricircolo della soluzione acqua-tar, vengono in parte concentrati e separati nel disoleatore.

Tuttavia, il disoleatore non riesce però a separare completamente gli olii leggeri derivanti dal tar, dunque parte degli olii sono presenti ancora nell'acqua. Per separare

completamente questi olii è stato aggiunto un filtro nel sistema di rilancio dell'acqua agli ugelli.

3.4. Caratteristiche del syngas prodotto

I test sperimentali sulla piattaforma pilota sono stati eseguiti con biomasse di diversa qualità, coadiuvate da una percentuale di carbone pari al 10% in peso. Le biomasse utilizzate sono state caratterizzate presso i laboratori Sotacarbo con differenti strumentazioni e metodi di analisi, per i quali è stata effettuata l'analisi immediata sulle biomasse (mediante termo-gravimetria, TGA), l'analisi elementare (mediante il determinatore CHN/S) e l'analisi calorimetrica per la determinazione del potere calorifico superiore.

La seguente Tab. 3.4.1 sono riportati, in sintesi, i risultati medi delle analisi effettuate presso i laboratori Sotacarbo sui principali campioni di biomasse utilizzati per le prove.

# prova	Moisture %	Volatile %	Ash %	Fixed C%	Total C %	H %	N %	O %	HHV MJ/Kg	LHV ₀ MJ/Kg	LHV MJ/Kg
1	14,9	62,6	4,04	18,5	51,9	5,75	0,89	41,5	20,7	19,1	15,9
2	14,7	62,3	5,08	17,9	52,0	5,81	1,00	41,2	21,0	19,4	16,2
3	20,0	58,3	4,35	17,4	52,8	5,89	1,03	40,3	21,2	19,4	15,0
4	20,0	58,3	4,35	17,4	52,4	5,72	0,87	41,1	21,2	19,5	15,1
5	11,2	64,7	4,24	19,8	51,5	5,81	0,50	42,2	19,0	17,5	15,2
6	15,3	62,7	3,54	18,4	94,9	51,5	5,81	37,1	19,0	17,4	14,3
7	10,7	65,4	2,98	20,9	51,5	5,81	0,49	42,2	19,0	17,5	15,3
8	26,9	55,6	1,24	16,3	56,3	5,88	0,59	37,2	20,8	18,9	13,1
9	27,1	54,0	2,51	16,4	51,5	5,80	0,49	42,2	18,6	16,7	11,5
10	27,7	53,8	3,76	14,8	49,9	5,39	0,79	43,9	17,6	15,8	10,7
11	27,0	54,6	2,83	15,7	50,5	5,41	0,46	43,7	17,8	16,0	11,0
12	9,32	68,4	2,56	19,7	51,2	5,49	0,68	42,6	19,6	18,2	16,3

RELAZIONE FINALE

# prova	Moisture %	Volatile %	Ash %	Fixed C %	Total C %	H %	N %	O %	HHV MJ/Kg	LHV ₀ MJ/Kg	LHV MJ/Kg
13	4,89	36,4	2,95	55,8	82,1	5,17	1,85	10,9	28,7	27,5	26,0
14	18,5	56,1	4,21	21,2	55,3	5,66	0,97	38,0	21,9	20,3	16,1

Tabella 3.4.1. Caratterizzazione delle biomasse impiegate nei test, in miscela con il carbone colombiano (2018).

La conoscenza della composizione del syngas prodotto è necessaria ai fini della corretta gestione dell'impianto e per la valutazione delle prestazioni al variare dei parametri di processo. I campionamenti di syngas vengono effettuati in automatico dalle apparecchiature di analisi disposte nelle seguenti zone dell'impianto:

- Uscita dal gassificatore;
- Uscita dallo scrubber;
- Uscita dalla torcia.

Una volta campionato il syngas, la sua composizione viene determinata principalmente mediante due differenti sistemi:

- Gas cromatografo portatile (Agilent 3000);
- Sistema di analisi in tempo reale (Armadio ABB).

Le prove sono state programmate in diverse giornate con durata differente di 48, 72, 96 h (escluso lo spegnimento).

I principali parametri di processo impostati sono i seguenti:

- Aria sottogriglia: circa 650÷800 kg/h;
- Vapore: all'occorrenza con portata da verificare;
- Consumo di combustibile (cippato): da 200÷350 kg/h;

RELAZIONE FINALE

- Reintegro acqua scrubber: livelli costanti a 1600 mm;
- Reintegro Steam Drum: livello costante a 217 mm.

Nelle seguenti Tabb. 3.4.2-4 sono riassunte le principali caratteristiche operative del gassificatore e quelle del syngas ottenuto nelle diverse giornate di prove [41].

Grandezza	U.M.	Prova				
		1	2	3	4	5
Portata Volumetrica di syngas misurata dall'FT001	m ³ /h	563,50	563,50	701,40	641,95	641,95
Massa di syngas corretta (da densità normale)	kg/h	572,67	526,42	673,13	597,78	598,17
Massa di syngas da bilancio N ₂	kg/h	730,97	885,87	766,60	835,82	815,02
Errore del misuratore FT001	%	21,66	40,58	12,19	28,48	26,61
Massa di combustibile (umida)	kg/h	235,01	300,13	265,00	339,02	300,00
Massa di combustibile (secca)	kg/h	191,56	268,40	227,15	255,34	225,42
Hi ₀ C55 (Potere Calorifico del combustibile sul secco)	MJ/kg	20,26	18,46	18,37	19,737	17,764
Massa aria	kg/h	539,93	722,93	602,29	600,00	620,13
Rendimento di Gas Freddo	adm	77,07	89,83	77,37	80,00	89,02
Hi syngas (Potere calorifico del syngas normalizzato)	MJ/Nm ₃	4,74	5,35	4,88	5,50	5,06

RELAZIONE FINALE

Grandezza	U.M.	Prova				
		1	2	3	4	5
Produzione volumetrica di Syngas	Nm ³ /h	631,38	832,40	661,85	732,96	704,34
Ore sperimentazione	h	48	96	72	96	96,00
ER	adm	0,557	0,55	0,50	0,49	0,56

Tabella. 3.4.2. Caratteristiche operative gassificatore.

Prova	Proprietà							
	Kg/h	CH ₄	CO	CO ₂	H ₂	H ₂ S	O ₂	N ₂
1	-	1,62	22,18	10,40	13,75	0,0000	0,48	51,55
2	500	1,8730	22,92	11,5740	16,06	0,0000	0,14	47,43
3	600	1,77	30,45	6,89	14,23	0,0000	0,00	46,67
4	700	1,46	22,92	4,75	18,22	0,0000	0,09	52,56
5	600	1,51	24,8511	6,85	11,41	0,0000	0,31	55,07
6	641,95	1,96	26,85	7,82	13,36	0,0000	0,44	49,57
7	--	1,68	26,89	6,10	11,36	0,0000	0,36	53,61

Tabella. 3.4.3. Caratteristiche syngas.

Grandezza	U.M	Prova					
		1	2	3	4	5	6
Pressione	bar	1,01	1,015	1,01	1,01	1,01	1,01
Temperatura	°C	42,55	42,55	60,25	64,51	68,15	46,56
H _i	MJ/kg	4,18	4,84	4,21	4,88	4,37	4,506
Q _{gc}	%	37,56	42,36	37,76	42,17	38,73	39,93
Massa mol. _{mix}	kg/kmol	25,92	24,51	25,96	25,61	25,94	25,83
R _{mix}	J/(kg*K)	320,8	339,3	320,3	324,6	320,6	321,8
c _p	kJ/(kg*K)	1,17	1,20	1,16	1,18	1,16	1,15
c _v	kJ/(kg*K)	0,85	0,87	0,83	0,85	0,84	0,83

Grandezza	U.M	Prova					
		1	2	3	4	5	6
k	adm	1,38	1,39	1,38	1,38	1,38	1,39
Volume mass.	m ³ /kg	0,98	1,04	1,04	1,074	1,07	1,01
Massa volum.	kg/m ³	1,01	0,96	0,96	0,93	0,93	0,99
Massa vol. N	kg/m ³	1,16	1,09	1,16	1,14	1,16	1,15

Tabella. 3.4.4. Caratteristiche syngas.

Nelle prove effettuate, sono stati eseguiti diversi test sperimentali durante i quali le condizioni di funzionamento sono state mantenute costanti, al fine di avere dei parametri di processo ripetuti, atti ad analizzare i miglioramenti dovuti alle modifiche effettuate in campo. Si riassumono di seguito i parametri utilizzati durante i test presentati:

- Combustibile utilizzato Mix 90% Cippato e 10% Carbone Colombiano;
- Portata di aria inviata al gassificatore: ≈ 600 kg/h;
- Portata di syngas: ≈ 700 Nm³/h;
- Portata media di combustibile: ≈ 250 kg/h;
- Rendimento gas freddo: 80%;
- Potere calorifico syngas: ≈ 5 MJ/Nm³;
- Quantità di tar prodotta (da bilanci): $50 \div 130$ g/Nm³.

3.5. Conclusioni

Nel presente capitolo è stata effettuata un'analisi tecnica dell'impianto pilota presente presso il CRS, del quale sono stati descritte le diverse sezioni ed i relativi componenti, oltreché le fasi del processo seguito per l'ottenimento del syngas.

Infine, sono state presentati i risultati di diverse campagne di prove eseguite, in termini sia di caratteristiche di funzionamento sia di caratteristiche del syngas ottenuto.

4. Applicazione al CRS

4.1. Introduzione

Al fine di combattere l'inquinamento atmosferico, tra le varie misure da adottare, è necessario incrementare l'efficienza energetica degli impianti utilizzati per la climatizzazione degli edifici, in coerenza con gli obiettivi della COP 21 di Parigi.

A tal fine le industrie impiantistiche operanti nel settore stanno sviluppando ed immettendo nel mercato dispositivi alimentati a gas naturale, che costituisce una tecnologia energeticamente efficiente e a basso impatto ambientale. Questa tecnologia diventerà oltremodo economicamente vantaggiosa, in prospettiva di un potenziamento della rete infrastrutturale di trasporto, stoccaggio e distribuzione del gas naturale, e, in futuro, del biometano. Contemporaneamente si stanno sviluppando dei sistemi innovativi in grado di effettuare la cogenerazione o trigenerazione a partire da risorse rinnovabili come le biomasse, da cui si ottengono differenti tipi di combustibili, che possono essere utilizzati per alimentare, ad esempio, impianti di condizionamento.

In particolare, le pompe di calore a gas rappresentano una delle opzioni energetiche più convenienti, in quanto riducono anche di oltre il 30% il costo operativo del riscaldamento per il consumatore finale. A ciò si aggiunge una consistente riduzione delle emissioni climalteranti, che possono anche ulteriormente abbassate se la pompa di calore viene alimentata con fonti rinnovabili, quali biogas, syngas o da biomasse da cui si può ottenere un combustibile compatibile con il funzionamento della pompa di calore.

In virtù di quanto detto, al fine di ottenere sia un risparmio sul costo del condizionamento sia una riduzione delle emissioni degli agenti inquinanti, nel presente capitolo si analizzeranno alcune possibili soluzioni tecniche adottabili per il condizionamento del CRS.

4.2. Impianto di climatizzazione del CRS e fabbisogno energetico

L'impianto di climatizzazione che serve l'edificio del CRS è costituito da due generatori a pompa di calore reversibile del tipo aria-acqua marca Uniflair, modello ARAH0744A (Tab. 4.2.1). L'acqua prodotta dalle pompe di calore alimenta un circuito idronico avente come terminali ventilconvettori e unità di trattamento aria che sono ubicati nei diversi ambienti del centro (Fig. 4.2.1).

Funzionamento	Potenza termica [kW]	Potenza elettrica[kW]	EER/COP
Raffrescamento	165	54,0	3,38
Riscaldamento	179	63,4	3,09

Tabella 4.2.1. Prestazioni singola pompa di calore.

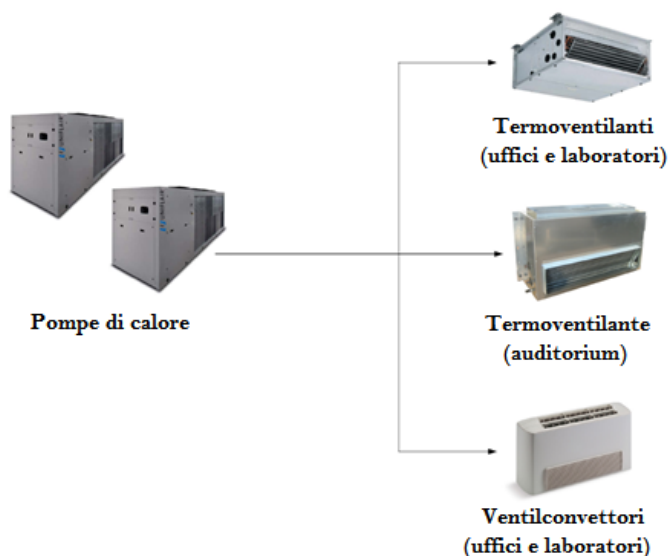


Figura 4.2.1. Configurazione impianto di climatizzazione.

Come indicato in [1] la determinazione dei fabbisogni termici per il raffrescamento ed il riscaldamento del CRS è stata effettuata a partire dai dati di consumo orario dell'impianto di condizionamento, rilevati tramite il sistema di monitoraggio installato nel centro, e dall'efficienza della pompa di calore (COP/EER), variabile in funzione delle condizioni operative. Nella seguente Fig. 4.2.2 è riportato l'andamento dei fabbisogni termici della struttura, mentre nella Tab. 4.2.2 sono riportati i corrispondenti valori

massimi in riscaldamento e raffrescamento.

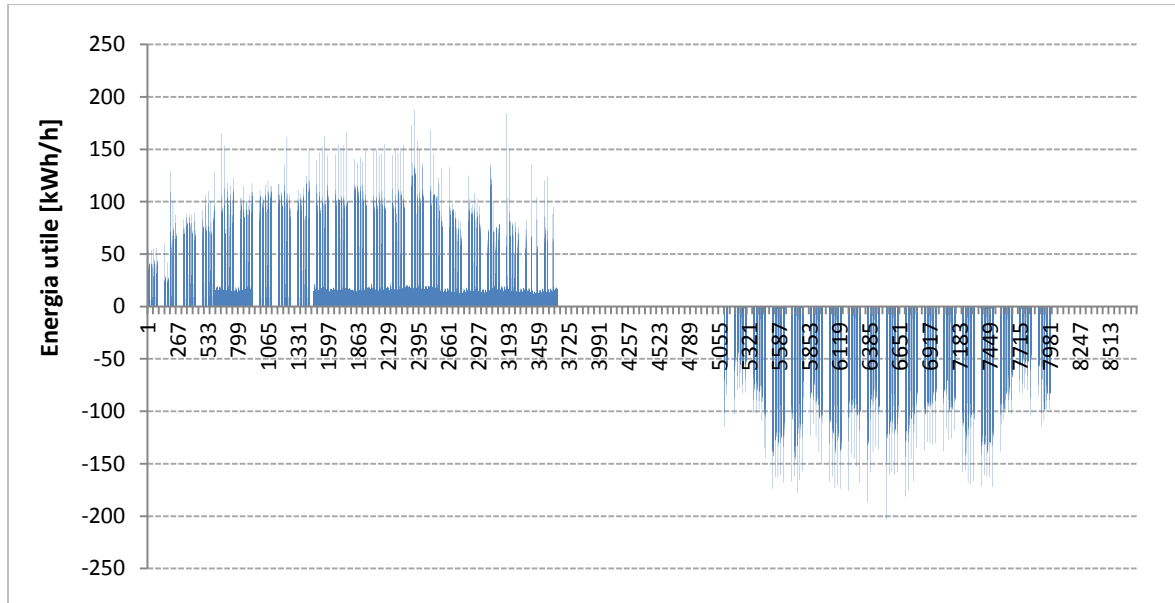


Figura 4.2.2. Fabbisogni termici del CRS.

Modalità di funzionamento	Potenza [kW]
Riscaldamento	188
Raffrescamento	203

Tabella 4.2.2. Potenze massime richieste all'impianto di climatizzazione.

4.3. Soluzioni impiantistiche

Nel presente paragrafo si valuteranno le soluzioni impiantistiche commerciali che possono essere alimentate a syngas, metano (ottenibile a partire dal syngas) o biomassa, aventi taglia in grado di soddisfare la richiesta termica in raffrescamento e riscaldamento del CRS. Il nuovo sistema di condizionamento dovrà essere in grado di produrre acqua che deve circolare nel sistema idronico presente nel centro, con una temperatura in uscita dal generatore di 7 °C in raffrescamento e 45 °C in riscaldamento. La ricerca di mercato effettuata ha evidenziato che attualmente non esistono dispositivi alimentati direttamente da syngas in grado di soddisfare le esigenze del centro.

Tuttavia in commercio sono disponibili diverse macchine alimentate a metano, biogas

e GPL che soddisfano i requisiti richiesti. Essendo il metano un combustibile direttamente ottenibile a partire dal syngas, si è proceduto con l'analisi di generatori termici che utilizzano tale vettore energetico.

Nel caso di specie il metano necessario ad alimentare il cogeneratore potrebbe essere ottenuto a partire dal syngas prodotto dall'impianto pilota di gassificazione presente nel CRS.

La produzione energetica del generatore deve essere in grado di soddisfare la richiesta separata di:

- Energia termica: produzione di acqua calda per il riscaldamento degli ambienti ed, eventualmente, per la produzione di ACS;
- Energia frigorifera: produzione di acqua fredda per il raffrescamento degli ambienti.

La ricerca effettuata ha anche rivelato che si stanno sviluppando sistemi innovativi a cogenerazione alimentati a biomassa, che provvedono automaticamente alla gassificazione del combustibile introdotto per la produzione di energia termica.

Di seguito si riportano alcune soluzioni commerciali di possibile applicazione per il CRS.

4.3.1. Sistemi alimentati a metano

Gli impianti di cogenerazione alimentati a metano permettono la produzione combinata di energia elettrica e termica, migliorando l'efficienza di produzione rispetto ai sistemi tradizionali operanti separatamente.

L'utilizzo di tali dispositivi risulta conveniente (energeticamente ed economicamente) quando esiste contemporaneità tra il carico elettrico e quello termico. Nel caso di specie questo si verifica nella maggior parte dell'anno ad eccezione dei mesi di aprile e maggio in cui l'impianto di condizionamento è spento. Nei mesi estivi, in cui è necessario operare il raffrescamento, al cogeneratore può essere accoppiato un gruppo frigorifero ad assorbimento per la produzione di acqua refrigerata.

Di seguito si riportano alcune possibili soluzioni commerciali disponibili sul mercato.

RELAZIONE FINALE

Il modulo BHKW Vitobloc 200 tipo EM-140/207 (Fig. 4.3.1.1) della Viessmann [37] è in grado di produrre 140 kW elettrici e 207 kW termici. Inoltre, collegando a valle del cogeneratore uno scambiatore di calore a condensazione tipo Vitotrans 200 AC, è possibile generare ulteriori 40 kW termici. Con questa potenzialità, tale cogeneratore può soddisfare ampiamente le esigenze termiche del CRS nel periodo invernale. Il sistema non è però strutturato per la produzione di acqua refrigerata.



Figura 4.3.1.1. Viessmann Vitobloc 200 Tipo EM-140/207[37].

Il sistema Totem Full-Thermal Heat&Cool è invece in grado di produrre contemporaneamente energia elettrica, termica e frigorifera grazie all'unione del microgeneratore TOTEM [38], in grado di produrre energia elettrica e termica, con la pompa di calore AERMEC, che può produrre caldo o freddo. Nella modalità Full-Heat, il calore generato dal TOTEM si aggiunge a quello generato dalla pompa di calore, consentendo così al sistema di produrre esclusivamente energia termica, con un'efficienza complessiva che arriva fino al 160%. Nella modalità Heat&Cool il TOTEM Full-Thermal è invece paragonabile ad una pompa di calore polivalente che genera

RELAZIONE FINALE

contemporaneamente freddo e caldo. Con questa soluzione è quindi possibile generare energia termica e frigorifera sfruttando il gas naturale e l'alta efficienza delle pompe di calore. Ne deriva un sistema economicamente competitivo rispetto alle moderne caldaie a gas e alle pompe di calore elettriche.

Di seguito sono riportate le caratteristiche tecniche (Tab. 4.3.1.1) e lo schema logico funzionale fornito dal costruttore (Fig. 4.3.1.2).

		FULL-HEAT	HEAT&COOL
Potenza termica	kW	126 ⁽¹⁾	57 ⁽²⁾
Potenza frigorifera	kW	-	59 ⁽³⁾
Tipologia combustibile		metano	
Consumo combustibile	Nm ³ /h	7,54	
Rendimento energetico medio a media entalpia (T acqua mandata 55 °C)		1,6	-
Rendimento energetico medio ad alta entalpia (T acqua mandata 65 °C)		1,4	-
EER pompa di calore		-	3,03
rendimento TOTEM in condensazione		-	1,07
emissioni NOx e CO (rif. 5% O ₂)	mg/Nm ³	≤ 10	

⁽¹⁾ Potenza misurata a TR/TM=40/55°C, aria esterna 7°C b.s./6°C b.u.

⁽²⁾ Potenza misurata a TR/TM=35/45°C.

⁽³⁾ Potenza misurata con acqua evaporatore 12/7°C, aria esterna 35°C.

Tabella 4.3.1.1. Scheda tecnica Totem [38].

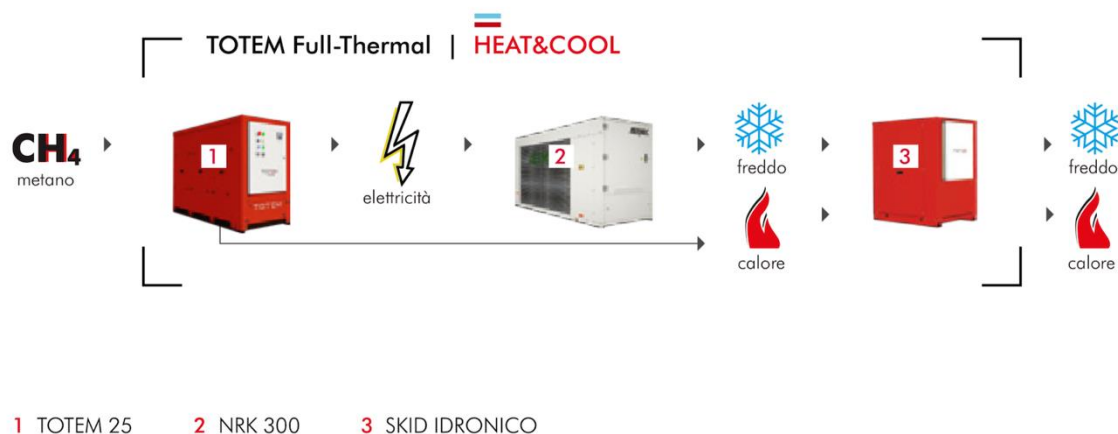


Figura 4.3.1.2. Schema logico di funzionamento [38].

La potenza termica della macchina (126 kW) risulta essere inferiore rispetto a quella massima richiesta dal CRS (188 kW), ma, soprattutto, quella in raffrescamento (57 kW) è pari a circa ¼ rispetto al fabbisogno richiesto (204 kW).

In questo caso non è energeticamente ed economicamente conveniente utilizzare più macchine in quanto, se si soddisfa il carico frigorifero, si avrebbe energia termica in esubero oppure, soddisfacendo il carico termico, si avrebbe un'insufficiente potenza frigorifera.

4.3.2. Sistemi alimentati a biomassa

In commercio sono disponibili sistemi di cogenerazione termoelettrica alimentati tramite biomasse.

Questi impianti sono basati sul processo della pirogassificazione, che consiste nella trasformazione di un combustibile solido, per esempio cippato di legno, in un syngas, che, una volta raffreddato e filtrato, viene utilizzato in normali MCI che trasformano l'energia chimica in esso contenuta in energia meccanica che a sua volta viene convertita in energia elettrica e termica.

Vista la recente tecnologia, le soluzioni disponibili in commercio per la potenza desiderata risultano essere limitate. Tra queste è da citare il sistema Syngasmart (Figg. 4.3.2.1-2), una soluzione integrata sviluppata in Italia per la produzione combinata di energia elettrica e termica a partire da biomasse legnose. Le taglie disponibili sono di 50 e 100 kWe [39]. Sono impianti compatti ed integrati di tutte le funzioni, come carico e asciugatura biomassa, unità di gassificazione, unità di pulizia syngas, recupero termico e quadro di automazione/potenza. Tra le due taglie disponibili quella che risulta di possibile interesse applicativo per il CRS è il modello Syngasmart 100 in grado di produrre 100 kW elettrici e 150 kW termici, come evidenziano le caratteristiche tecniche riportate dal costruttore (Fig 4.3.2.3).

RELAZIONE FINALE

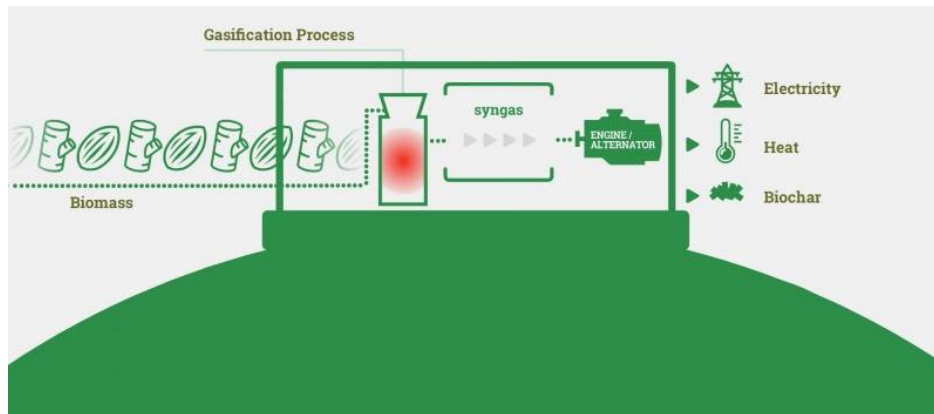


Figura 4.3.2.1. Principio di funzionamento impianto Syngasmart.

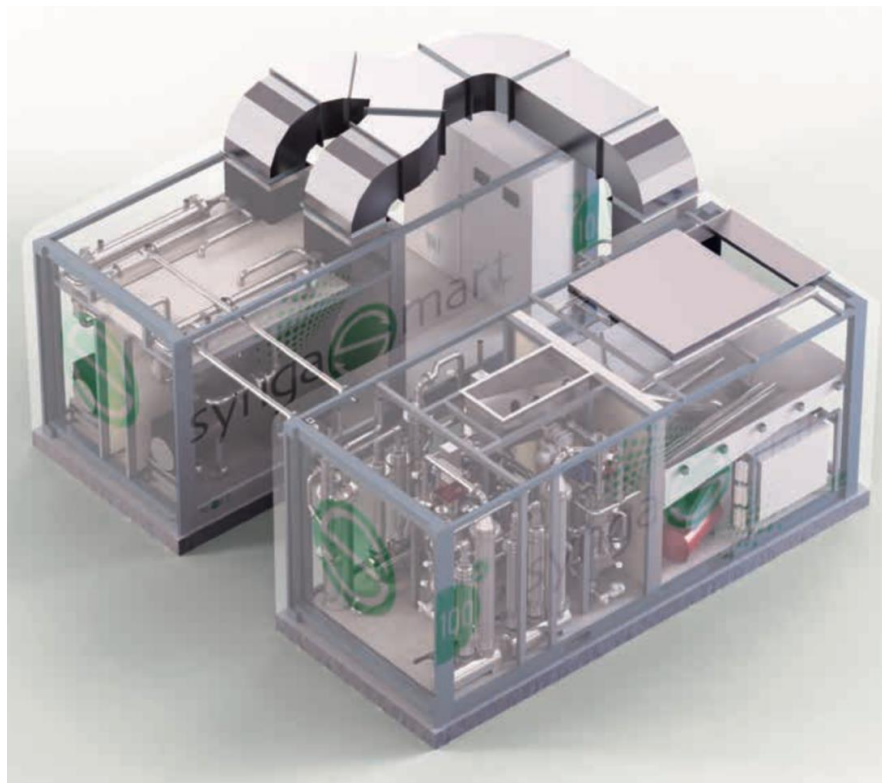


Figura 4.3.2.2. Rappresentazione impianto Syngasmart.

RELAZIONE FINALE

EQUIPMENT PERFORMANCE	
Electrical output	100 kW _e
Thermal Output (net)	150 kW _{th} - 500.000 BTU
Overall annual electric generation ⁽¹⁾	780.000 kWh _e (67 toe/a)
Overall annual thermal generation ⁽¹⁾	1.170.000 kWh _{th} (100,6 toe/a)
Overall annual Tonnes of Oil Equivalent saving	167,6
Biomass consumption (r 10/12%) ⁽²⁾	approx. 100 kg / h
EQUIPMENT DETAILS	
Gasifier	n. 3 Downdraft fixed-bed gasifier
Engine	n. 2 FPT N67 TM3A or GM Vortec 8.1 V8
Generator	n. 2 Marelli MJB200 or Sincro SK 225
⁽¹⁾ On the basis of 7800 h/a running operation	
⁽²⁾ May vary depending on biomass type, quality and residual moisture content	

Figura 4.3.2.3. Scheda tecnica Syngasmart 100[39].

In riferimento al caso specifico, lo svantaggio di questa macchina è che non produce l'energia frigorifera necessaria al raffrescamento del centro durante i mesi estivi. Per questo motivo può essere affiancata ad un'altra macchina in grado di produrre energia frigorifera a partire dall'energia termica sviluppata, come per esempio un gruppo frigorifero ad assorbimento.

4.3.3. Gruppi frigoriferi ad assorbimento

Gli impianti frigoriferi ad assorbimento non funzionano secondo il tradizionale ciclo a compressione di vapore, bensì realizzano un ciclo termodinamico che sfrutta le capacità assorbenti di alcune soluzioni acquose in particolari componenti chiamati appunto assorbitori, che producono acqua refrigerata avendo in ingresso una fonte di calore, che può essere acqua calda oppure i prodotti della combustione.

Le macchine ad acqua-ammoniaca attualmente disponibili richiedono temperature di funzionamento di circa 190°C, e si integrano facilmente pannelli solari a concentrazione; per cui si escludono per un possibile interesse applicativo al CRS in

RELAZIONE FINALE

quanto la temperatura dell'acqua prodotta dai generatori sopra individuati, a cui la macchina ad assorbimento andrebbe abbinata, non riesce a raggiungere tali valori.

Le macchine ad assorbimento di nuova concezione possono richiedere temperature di azionamento decisamente minori, compatibili con quelle prodotte da un motore endotermico che opera in cogenerazione. I vantaggi aggiuntivi di queste macchine consistono nel poter funzionare senza bisogno di torri evaporative, e, soprattutto, nella reversibilità del funzionamento, potendo operare anche in riscaldamento invernale.

A tal proposito, è stata immessa recentemente sul mercato una nuova serie di macchine frigorifere ad assorbimento di piccola potenza, prodotte dalla Maya Yazaki [40], alimentate ad acqua calda, impieganti come fluido di lavoro una soluzione di acqua e bromuro di litio. Le nuove unità sono state concepite per l'utilizzo di calore a bassa temperatura, con applicazioni tipiche in impianti di climatizzazione ambientale e di processo industriale. La temperatura dell'acqua calda richiesta dal ciclo ad assorbimento è compresa tra 70 e 95 °C e la macchina è in grado di produrre acqua refrigerata a una temperatura minima di 5,5 °C. Tra i diversi modelli prodotti, quello d'interesse applicativo al caso di specie risulta essere il modello WFC-SC 50 che possiede una potenza frigorifera nominale di 176 kW. Di seguito è riportata la scheda tecnica fornita dal costruttore per tutti i modelli disponibili, in quanto, essendo macchine modulari compatibili tra di loro, sarebbe ipoteticamente possibile installare più unità combinate per coprire il livello di potenza desiderato (Tab. 4.3.3.1).

RELAZIONE FINALE

SPECIFICHE			SC 5	SC 10	SC 20	SC 30	SC 50	M 100	
Capacità frigorifera		kW	17.6	35.2	70.3	105.6	175.8	352	
Acqua refrigerata	Temperatura acqua	°C	12.5 In / 7 Out						
	Perdite di carico	kPa	52.6	56.1	65.8	70.1	40.2	72.6	
	Pressione massima di esercizio	kPa	588						785
	Portata nominale	l/s	0.77	1.52	3.05	4.58	7.64	15.29	
	Portata ammissibile	%	80% - 120%						
	Volume scambiatori	l	8	17	47	73	120	121	
Acqua raffreddamento	Potenza dissipata	kW	42.7	85.4	170.8	256.2	427	855	
	Temperatura	°C	31 In / 35 Out						29.4 In 35.4 Out
	Perdite di carico	kPa	38.3	85.3	45.3	46.4	41.2	66.0	
	Fattore sporcamento	m ² hr°K/kW	0.086						
	Pressione massima di esercizio	kPa	588						785
	Portata nominale	l/s	2.55	5.1	10.2	15.3	25.5	34.04	
	Portata ammissibile	%	100% - 120%						
	Volume scambiatori	l	37	66	125	194	335	422	
Acqua calda	Potenza assorbita	kW	25.1	50.2	100	151	251	503	
	Temperatura	°C	88 In / 83 Out						90 In 80 Out
	Temperatura ammissibile	°C	70 min - 95 max						
	Perdite di carico	kPa	95.8	90.4	46.4	60.4	85.2	29.7	
	Pressione massima di esercizio	kPa	588						785
	Portata nominale	l/s	1.2	2.4	4.8	7.2	12	12.01	
	Portata ammissibile	%	30% - 120%						
	Volume scambiatori	l	10	21	54	84	170	250	
Alimentazione elettrica	Alimentazione	V/Hz	220 V / 1-fase / 50 Hz	400 V / 3-fasi / 50 Hz					
	Potenza assorbita ¹	W	48	210	260	310	590	630	
	Intensità di corrente	A	0.22	0.43	0.92	1.25	2.6	1.83	
Controllo valvola acqua calda			On - Off					On-Off;Prop.	
Struttura	Dimensioni ²	Larghezza	mm	594	760	1060	1380	1784	1672
		Profondità	mm	744	970	1300	1545	1960	3654
		Altezza	mm	1736	1900	2010	2045	2085	2200
	Peso	A vuoto	kg	365	500	930	1450	2100	4947
		In esercizio	kg	420	604	1156	1801	2725	5740
	Rumorosità ³	dB(A)	46	49	49	46	57	56	
Tubazioni	Acqua refrigerata	mm	DN 32	DN 40	DN 50	DN 50	DN 80	DN 100	
	Acqua di raffreddamento	mm	DN 40	DN 50	DN 50	DN 65	DN 80	DN 125	
	Acqua calda	mm	DN 40	DN 40	DN 50	DN 65	DN 80	DN 100	

1 - Consumi elettrici non includono pompe esterne o motori.

2 - L'altezza non include gli occhielli di sollevamento rimovibili. Larghezza/profondità non include la scatola dei collegamenti o le piastre di fissaggio.

3 - Il livello sonoro è misurato in campo libero a 1 m di distanza dall'unità e 1,5 m da terra.

Tabella 4.3.3.1. Scheda tecnica assorbitore [40].

4.4. Applicazione al CRS: cogeneratore alimentato a metano e gruppo frigorifero ad assorbimento

La soluzione progettuale individuata per l'applicazione al CRS è costituita dall'accoppiamento di un cogeneratore Viessmann modello BHKW Vitobloc 200 EM-140/207 con una macchina ad assorbimento Maya Yazaki WFC-SC 50 (Fig. 4.4.1).

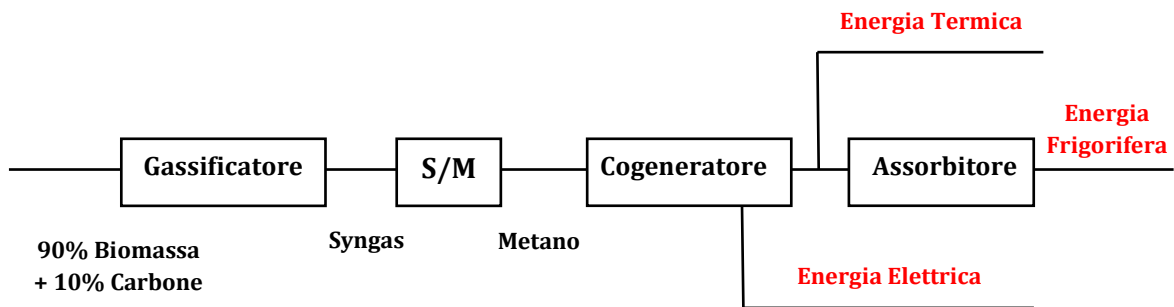


Figura 4.4.1. Schema d'impianto.

A partire dalle rilevazioni sui consumi di energia elettrica delle pompe di calore attualmente installate si è ricavato che la potenza termica massima richiesta dal CRS in riscaldamento è pari a 188 kW. Il cogeneratore utilizza metano come combustibile primario per la produzione di energia elettrica e termica (acqua calda). Tale impianto produce energia termica attraverso un motore a combustione interna alimentato a metano operante attraverso un ciclo Otto, in cui la portata di combustibile viene espressa mediante la seguente relazione:

$$\dot{m}_c = \frac{P_t}{\eta_t \cdot H_i} \quad (4.4.1)$$

dove:

\dot{m}_c = portata di combustibile [kg/s];

P_t = potenza termica [kW];

η_t = rendimento termico [%];

H_i = potere calorifico inferiore del combustibile [MJ/kg].

RELAZIONE FINALE

Noto dal datasheet del cogeneratore il rendimento di produzione termica del cogeneratore [37], pari al 53,9%, e dato il potere calorifico del metano (50 MJ/kg), è possibile ricavare la portata di metano di alimentazione, pari a 46,6 kg/h.

Le prove sull'impianto di gassificazione del CRS [41], hanno determinato una produzione oraria media di syngas di circa 700 Nm³/h, a partire da 250 kg/h di mix biomassa-carbone (Par. 3.4), con una percentuale media di metano in esso contenuto pari all'1,7%. La portata massica di metano ottenuta a partire da quella di syngas è stata ricavata tramite la seguente espressione:

$$\dot{m}_c = \dot{V}_{syn} \cdot \rho_{syn} \cdot \%CH_4 \quad (4.4.2)$$

dove:

\dot{m}_c = portata massica di metano [kg/h];

\dot{m}_{syn} = portata volumetrica di syngas [Nm³/h];

ρ_{syn} = massa volumica del syngas [kg/Nm³];

%CH₄ = percentuale di metano ottenibile dal syngas [%].

Sulla base di quanto sopra, per soddisfare la richiesta di metano del cogeneratore sono necessari 2.425 Nm³/h, mentre il mix di biomassa-carbone di alimento al processo di gassificazione deve essere pari a 866 kg/h.

Per la produzione dell'energia frigorifera necessaria a soddisfare la richiesta del CRS è prevista l'installazione di un gruppo frigorifero ad assorbimento Maya Yazaki WFC-SC 50, posto in cascata al cogeneratore, di cui sfrutta l'acqua calda prodotta. Per la produzione di energia frigorifera la macchina richiede in ingresso acqua calda ad una temperatura compresa tra 70 e 95°C. Nelle condizioni nominali, corrispondenti ad una temperatura in ingresso di 90°C, è richiesta una portata di acqua calda di 12 l/s. Tuttavia, tale macchina può funzionare anche al di fuori delle condizioni nominali. Di seguito sono riportate le curve di prestazione dell'assorbitore considerato (Fig. 4.4.1a) e quella di correzione della portata nominale di acqua calda (Fig. 4.4.1b), riferite a una temperatura d'uscita dell'acqua refrigerata di 7 °C, pari a quella utilizzata nel circuito idronico dell'impianto di condizionamento esistente del CRS.

(a)

(b)

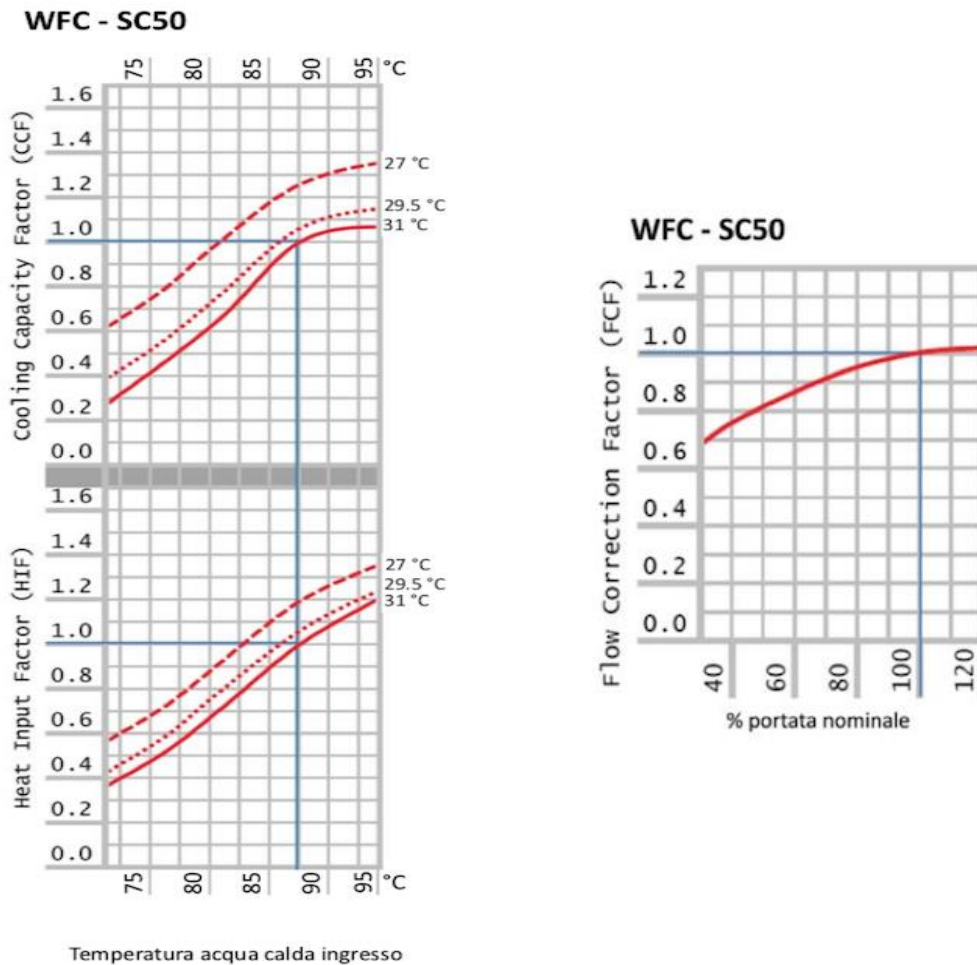


Figura 4.4.1. Curve prestazionali e correttive della portata dell'assorbitore SC 50.

Dall'analisi dei consumi rilevati dal sistema di monitoraggio si è ricavato che la potenza frigorifera massima richiesta dal CRS è pari a 204 kW. La potenza frigorifera massima dell'assorbitore scelto è invece pari a 176 kW. Con tale configurazione impiantistica è possibile soddisfare solo l'86% della richiesta massima. In realtà questo non costituisce un vincolo stringente in quanto tale situazione non si verifica altre volte durante l'anno. Inoltre gli interventi di efficientamento energetico previsti per il CRS ridurranno i carichi termici estivi, con conseguente riduzione della potenza frigorifera richiesta. Sarebbe in linea teorica possibile ovviare a tale sottodimensionamento utilizzando un accumulo di energia frigorifera in grado di soddisfare la richiesta di picco.

Per fornire la potenza nominale della macchina è necessaria una portata di acqua calda

di alimento al gruppo frigorifero ad assorbimento di 12 kg/h alla temperatura di 90°C. Il cogeneratore posto a monte è in grado di fornire tale portata, con un salto di temperatura di 15°C.

I valori di portata di syngas calcolati risultano essere inferiori a quella prodotta dall'impianto di gassificazione della Sotacarbo. Questo non costituisce un vincolo insormontabile in quanto ovviabile attraverso l'utilizzo di un serbatoio di stoccaggio che sleggi la richiesta degli impianti di produzione termica dalla produzione del gassificatore.

Dati i valori di richiesta energetica in riscaldamento e raffreddamento è stato possibile calcolare il fabbisogno del combustibile primario, pari a 943 t/a (Tab 4.4.1).

Grandezza	U.M.	Riscaldamento	Raffreddamento
Fabbisogno termico	kWh/anno	108.770	81.610
Quantità combustibile	t/a	501	442
		943	

Tabella 4.4.1. Richiesta combustibile primario.

4.5. Analisi economica

Il calcolo economico mira a determinare il costo unitario del mix di biomassa (al 90%) e carbone (10%) che permette di ottenere il pareggio dei costi energetici rispetto alla configurazione attuale dell'impianto installato presso il CRS. In tale calcolo non sono considerati i costi d'impianto ed altri costi di esercizio come, ad esempio, quelli di manutenzione.

Il costo unitario dell'energia elettrica è stato determinato attraverso l'audit, ed è pari a 0,204 €/kWh [1].

L'energia termica è ottenuta attraverso la pompa di calore, che utilizza energia elettrica e funziona con un COP (Coefficient Of Performance) pari a 3,09, da cui si determina un costo dell'energia termica prodotta di 0,0660 €/kWh_t.

L'energia frigorifera è prodotta in maniera analoga con un EER (Energy Efficiency Ratio) di 3,38, a cui corrisponde un costo unitario di 0,0604 €/kWh_f.

Nelle seguenti Tabb. 4.5.1-2 è riportato il calcolo del costo dell'energia prodotta con la

RELAZIONE FINALE

configurazione Viessmann-Yazaki nelle condizioni di massima richiesta sia in riscaldamento sia in raffrescamento.

Grandezza	Valore	U.M.
Energia elettrica	127	kWh _e
Costo unitario energia elettrica	0,204	€/kWh _e
<i>SUBTOTALE</i>	<i>25,94</i>	€
Energia termica	188	kWh _t
COP	3,09	-
Costo unitario energia termica	0,0660	€/kWh _t
<i>SUBTOTALE</i>	<i>12,41</i>	€
TOTALE	38,35	€
Quantità combustibile	866	kg
<i>COSTO UNITARIO BIOMASSA-CARBONE</i>	<i>44,28</i>	€/t

Tabella 4.5.1. Costo mix biomassa-carbone nel funzionamento in riscaldamento.

Grandezza	Valore	U.M.
Energia elettrica	127	kWh _e
Costo unitario energia elettrica	0,204	€/kWh _e
<i>SUBTOTALE</i>	<i>25,94</i>	€
Energia frigorifera	207	kWh _f
EER	3,38	-
Costo unitario energia frigorifera	0,0604	€/kWh _f
<i>SUBTOTALE</i>	<i>12,49</i>	€
TOTALE	38,43	€
Quantità combustibile	954	kg
<i>COSTO UNITARIO BIOMASSA-CARBONE</i>	<i>40,30</i>	€/t

Tabella 4.5.2. Costo mix biomassa-carbone nel funzionamento in raffrescamento.

Da quanto sopra riportato si rileva che il costo unitario del mix biomassa-carbone che pareggia i costi energetici rispetto alla configurazione attuale dell'impianto di

RELAZIONE FINALE

climatizzazione installato presso il CRS pari a 44,28 €/t in riscaldamento e 40,30 €/t in raffrescamento.

I suddetti costi unitari calcolati sono in linea, se non leggermente superiori, con quelli di mercato, a significare la potenziale convenienza economica dell'applicazione. Maggiore convenienza economica si raggiungerebbe nel caso di utilizzo di residui legnosi di lavorazione (es. falegnamerie), il cui costo risulta essere inferiore rispetto a quella della normale biomassa.

Per fornire una risposta con maggiore grado di confidenza sarà comunque necessario effettuare un'analisi economica più dettagliata nella quale non vengano tralasciate le voci secondarie.

4.6. Conclusioni

Nel presente capitolo sono state individuate diverse possibili soluzioni di macchine commerciali alimentate a gas, specialmente metano, in grado di operare cogenerazione e trigenerazione, di potenziale applicazione al caso di studio.

È stato infine presentata un'applicazione di tale tipologia d'impianto per la climatizzazione estiva ed invernale dell'edificio che ospita le attività del CRS. Sono stati valutati i fabbisogni di energia (di picco e annuali) ed il costo che deve avere il combustibile primario per rendere economicamente conveniente l'utilizzo.

5. Analisi dei risultati e sviluppi futuri

5.1. Introduzione

Il presente progetto di ricerca aveva come obiettivo lo studio della valutazione dell'utilizzo del syngas come vettore energetico per l'alimentazione di generatori termici destinati al condizionamento dell'aria.

Il progetto ha riguardato anche la valutazione dell'applicazione delle suddette tecnologie per la climatizzazione del CRS.

5.2. Analisi dei risultati

Le attività svolte e i relativi risultati raggiunti nel presente progetto possono essere riassunti come di seguito riportato.

La prima parte del lavoro ha riguardato l'effettuazione di un'analisi dello stato dell'arte delle tecnologie impiantistiche disponibili sul mercato per la produzione di syngas, elencando le diverse configurazioni di gassificatori, e la composizione e i possibili impieghi del gas di sintesi. In particolare è stata posta l'attenzione sugli utilizzi per la produzione di calore e sulle relative tecnologie.

Obiettivo del progetto era la valutazione della possibilità di utilizzare il syngas prodotto dall'impianto pilota per alimentare un generatore termico posto a servizio della struttura del CRS. Preliminarmente si è pertanto proceduto ad analizzare la configurazione dell'impianto di gassificazione della Sotacarbo, le sue capacità produttive e la tipologia e le caratteristiche del syngas prodotto.

Successivamente è stata valutata nel dettaglio l'applicazione al CRS, analizzando prima una serie di macchine disponibili sul mercato applicabili al caso di specie, ed, infine, definendo e analizzando una configurazione impiantistica possibile. Questa prevede l'utilizzo di un cogeneratore, in grado di produrre energia elettrica e di soddisfare la richiesta di energia termica per il riscaldamento della struttura, accoppiato con un gruppo frigorifero ad assorbimento, che nella stagione estiva utilizza l'acqua calda

RELAZIONE FINALE

prodotta dal cogeneratore (altrimenti inutilizzata) per la produzione di energia frigorifera per la climatizzazione degli ambienti.

Per tale soluzione è stata valutata la quantità di combustibile necessaria per il funzionamento di picco e, di conseguenza, le quantità di syngas che deve essere prodotto dall'impianto e della relativa quantità in ingresso del mix costituito dal 90% di biomassa e dal 10% di carbone. I valori di portata di syngas calcolati risultano essere inferiori a quella prodotta dall'impianto di gassificazione della Sotacarbo. Questo non costituisce un vincolo insormontabile in quanto avviabile attraverso l'utilizzo di un serbatoio di stoccaggio che sleggi la richiesta degli impianti di produzione termica dalla produzione del gassificatore. Il fabbisogno del combustibile primario totale è pari a 943 t/a.

Si è anche provveduto ad effettuare un calcolo semplificato per valutare il costo di pareggio del mix biomassa-carbone in ingresso rispetto alla situazione attuale dell'impianto di climatizzazione installato presso il CRS: questi sono pari a 44,28 €/t in riscaldamento e 40,30 €/t in raffrescamento. Detti costi unitari sono in linea, se non leggermente superiori, con quelli di mercato, a significare la potenziale convenienza economica dell'applicazione. Maggiore convenienza economica si raggiungerebbe nel caso di utilizzo di residui legnosi di lavorazione (es. falegnamerie), il cui costo risulta essere inferiore rispetto a quella della normale biomassa.

5.3. Sviluppi futuri

Al termine dello studio effettuato sono stati individuati alcuni sviluppi futuri del progetto.

La fase successiva a quella di valutazione di massima effettuata nel presente studio riguarda la progettazione di dettaglio dell'intervento.

Preventivamente si dovrà effettuare un'analisi economica più dettagliata nella quale non vengano trascurate le voci secondarie e realizzare il *digital twin*, vale a dire il modello digitale del sistema edificio-impianto per verificare il comportamento del sistema nelle diverse condizioni a contorno in termini di condizioni climatiche e di esercizio.

Successivamente alla fase di progettazione si dovrebbe procedere con la realizzazione

RELAZIONE FINALE

dell'intervento presso il CRS ed il monitoraggio durante l'esercizio per verificare i risultati ottenuti e confrontarli con quelli attesi dalle fasi di studio precedenti, in particolare dalle simulazioni effettuate con il *digital twin*.

Conclusioni

Il presente progetto di ricerca aveva come obiettivo lo studio della valutazione dell'utilizzo del syngas come vettore energetico per l'alimentazione di generatori termici destinati al condizionamento dell'aria.

La prima parte del lavoro ha riguardato l'effettuazione di un'analisi dello stato dell'arte delle tecnologie impiantistiche disponibili sul mercato per la produzione di syngas, elencando le diverse configurazioni di gassificatori, e la composizione e i possibili impieghi del gas di sintesi. In particolare è stata posta l'attenzione sugli utilizzi per la produzione di calore e sulle relative tecnologie.

Obiettivo del progetto era la valutazione della possibilità di utilizzare il syngas prodotto dall'impianto pilota per alimentare un generatore termico posto a servizio della struttura del CRS. Preliminarmente si è pertanto proceduto ad analizzare la configurazione dell'impianto di gassificazione della Sotacarbo, le sue capacità produttive e la tipologia e le caratteristiche del syngas prodotto.

Successivamente è stata valutata nel dettaglio l'applicazione al CRS, analizzando prima una serie di macchine disponibili sul mercato applicabili al caso di specie, ed, infine, definendo e analizzando una configurazione impiantistica possibile. Questa prevede l'utilizzo di un cogeneratore, in grado di produrre energia elettrica e di soddisfare la richiesta di energia termica per il riscaldamento della struttura, accoppiato con un gruppo frigorifero ad assorbimento, che nella stagione estiva utilizza l'acqua calda prodotta dal cogeneratore (altrimenti inutilizzata) per la produzione di energia frigorifera per la climatizzazione degli ambienti. Per detta soluzione è stata valutata la quantità di combustibile necessaria per il funzionamento di picco e, di conseguenza, le quantità di syngas che deve essere prodotto dall'impianto e della relativa quantità in ingresso del mix costituito dal 90% di biomassa e dal 10% di carbone. Si è anche provveduto ad effettuare un calcolo semplificato per valutare il costo di pareggio del mix in ingresso rispetto alla situazione attuale.

Bibliografia

- [1] Orrù P.F., “Sviluppo di un modello di micro-grid per la gestione ottimale di un sistema di produzione di energia termica con sonda geotermica. 2016”, RSE, 2017
- [2] Belgiorno V., De Feo G., Della Rocca C., Napoli R.M.A., “Energy from gasification of solid wastes”, Waste Management, 2003, Vol. 23, pp. 1–15
- [3] Bridgwater T., “Biomass for energy”, Journal of the Science of Food and Agriculture, 2006, Vol. 86, pp. 1755–1768
- [4] Bassano C., Deiana P., “Analisi dello stato dell’ arte attuale delle tecnologie CTL e modellazione di un impianto dimostrativo”, 2010
- [5] Zanobini M., “Idrogeno da combustibili: ottimizzazione del processo di cracking pirolitico in reattori a letto fluido”, Università di Pisa, 2016
- [6] Cocco D., Lallai A., Mura G., Pinna M., Pinna C., Salis A., “Analisi dello stato dell’arte della ricerca scientifica nel settore della produzione di energia da biomasse”
- [7] Cau G., Cocco D., “L’impatto Ambientale dei Sistemi Energetici”, IV Edizione, 2004
- [8] Neville H., “Integrated Gasification Combined Cycle Power Plants”, Encyclopedia of Physical Science and Technology, 2004, pp. 897–924
- [9] <https://www.viessmann.it/it/riscaldamento-casa/caldaie-a-legna/caldaia-a-ciocchi-di-legna/caldaia-legna-vitoligno-200s.html>
- [10] <https://www.eta-italia.it/>
- [11] <https://www.rossatogroup.com/prodotti/generatori-biomassa/caldaie-a-legna/caldaie-a-legna-fiamma-rovesciata.html#descrizione>
- [12] Moscaggiuri A., Congedo P.M., Ficarella A., Starace G., “Modellazione di una pompa di calore ad assorbimento elio assistita”, 64° Congresso Nazionale ATI, L’Aquila, Italy, 2009
- [13] www.baxterenergy.com
- [14] <https://www.zudek.com/>
- [15] Bartolo G., “Cogenerazione su piccola scala”, Politecnico di Milano, 2010

- [16] Baron F., “Cogenerazione e trigenerazione in ambito residenziale: soluzioni per la gestione energetica privata del futuro”, Università degli Studi di Padova, 2016
- [17] <http://www.enerblu-cogeneration.com/>
- [18] <https://www.sferaitalia.net/co-generazione/>
- [19] <https://www.mtmenergia.com/serie-syn/>
- [20] Ghosha S., Deb S., “Energy analysis of a cogeneration plant using coal gasification and solid oxide fuel cell”, Energy, 2006, Vol. 31, pp. 345–363
- [21] Minutillo M., Pernab A., Jannellia E., Cigolottic V., Namd S.W., Yoond S.P., et al. “Coupling of biomass gasification and SOFC – Gas Turbine Hybrid System for small scale cogeneration applications”, Energy Procedia, 2017, Vol. 105, pp. 730–737
- [22] Huang T.J., Huang M.C., “Temperature effect on electrochemical promotion of syngas cogeneration in direct-methane solid oxide fuel cells”, Journal of Power Sources, 2008, Vol. 175, pp. 473–481
- [23] Gerssen-Gondelacha S.J., Saygin D., Wicke B., Patel M.K., Faaij A.P.C., “Competing uses of biomass: Assessment and comparison of the performance of bio-based heat, power, fuels and materials”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014, Vol. 40, pp. 964–998
- [24] Zheng Y., Zhao J., Xu F., Yebo Li, “Pretreatment of lignocellulosic biomass for enhanced biogas production”, Progress in Energy and Combustion Science, 2014, Vol. 42, pp. 35–53
- [25] Ronchetti M., “Celle a combustibile. Stato di sviluppo e prospettive della tecnologia” 2018
- [26] Pettinau A., Cara R., Frau C., Loria E., Madeddu A., Multineddu D., et al., “Stato dell’arte delle tecnologie CCS e proposta di una configurazione impiantistica per un impianto dimostrativo a carbone”, RSE, 2011
- [27] Lanzini A., Kreutz T.G., Martelli E., Santarelli M., “Energy and economic performance of novel integrated gasifier fuel cell (IGFC) cycles with carbon capture”, International Journal of Greenhouse Gas Control, 2014, Vol. 26, pp. 169–184
- [28] Narahariseti P.K., Lakshminarayanan S., Karimi I.A., “Design of biomass and

- natural gas based IGFC using multi-objective optimization”, *Energy*, 2014, Vol. 63, pp. 635–652
- [29] Obara S., Morel J., Okada M., Kobayashi K., “Study on the dynamic characteristics of an integrated coal gasification fuel cell combined cycle”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2015, Vol. 40, pp. 14996–15011
- [30] Nagel F.P., Ghosh S., Pitta C., Schildhauer T.J., Biollaz S., “Biomass integrated gasification fuel cell systems-Concept development and experimental results”, *Biomass and Bioenergy*, 2011, Vol. 35, pp. 354–362
- [31] Nagel F.P., Schildhauer T.J., Biollaz S.M.A. “Biomass-integrated gasification fuel cell systems - Part 1: Definition of systems and technical analysis”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2009, Vol. 34, pp. 6809–6825
- [32] Nagel F.P., Schildhauer T.J., McCaughey N., Biollaz S.M.A., “Biomass-integrated gasification fuel cell systems - Part 2: Economic analysis”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 2009, Vol. 34, pp. 6826–6844
- [33] Kavvadias K.C., Tosios A.P., Marouli Z.B., “Design of a combined heating, cooling and power system: Sizing, operation strategy selection and parametric analysis”, *Energy Convers Management*, 2010, Vol. 51, pp. 833–845
- [34] Arnavat M.P., Bruno J.C., Coronas A., “Modeling of trigeneration configurations based on biomass gasification and comparison of performance”, *Applied Energy*, 2013, Vol. 114
- [35] Han W., Su B., Wang Z., Hongguang J., “Using solar energy to improve the energy performance of trigeneration systems for sewage treatment plants”, *Energy Procedia*, 2017, Vol. 142, pp. 873–879
- [36] Katsaros G., Nguyen T., Rokni M., “Tri-generation System based on Municipal Waste Gasification, Fuel Cell and an Absorption Chiller”, *J Sustain Dev Energy Water Environ Syst*, 2018, Vol. 6, pp. 13–32
- [37] <https://www.viessmann.it/it/riscaldamento-commerciale/impianto-di-cogenerazione/cogeneratori/cogeneratore-vitobloc-200-EM-140-207.html>
- [38] http://www.totem.energy/totem_full_thermal/
- [39] <https://syngasmart.it/>
- [40] <http://www.maya-airconditioning.com/assorbitori-ad-acqua.html>

RELAZIONE FINALE

- [41] Calì G., Miraglia P., Marotto D., Deiana P., Bassano C., “Attività di modifica e sperimentazione sugli impianti di gassificazione”, RSE, 2018