

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

La cogenerazione **Caso studio: Impianto di cogenerazione Michelin- Cuneo**



**Politecnico
di Torino**

Relatore:

Prof. Ing. Marco Simonetti

Candidata:

Ilaria Cipollina

Referenti in Azienda:

Ing. Alessandro Martalò
Ing. Michele Tamagnone

Luglio 2024

Ringraziamenti

Un ringraziamento è rivolto al mio relatore il prof. Marco Simonetti che mi ha accompagnata nella stesura di questo lavoro di Tesi e proposto il tirocinio presso l'Azienda Delta-ti Impianti di Rivoli. È stata un'esperienza di tirocinio molto formativa e gratificante, un ringraziamento speciale va quindi rivolto a tutto lo staff della Delta-ti Impianti che mi ha accolta con entusiasmo fin dal primo giorno. In particolare, ringrazio l'Ing. Giorgio Biginelli, l'Ing. Alessandro Martalò e l'Ing. Michele Tamagnone per la loro disponibilità e professionalità mostrata in questi mesi.

INDICE

Indice delle figure	6
Indice delle tabelle.....	8
Indice dei grafici.....	9
INTRODUZIONE.....	10
1. Panorama energetico nazionale e cambiamenti climatici.....	12
2. La cogenerazione.....	20
2.1 Impatto ambientale	23
2.2 I motori primi.....	27
2.2.1 Motori a combustione interna.....	27
2.2.2 Impianti turbogas.....	28
2.2.3 Impianti a vapore	30
2.2.4 Cicli combinati.....	31
2.2.5 Ciclo Stirling.....	33
2.2.6 Celle a combustibile	34
2.2.7 Confronto tra i motori primi.....	35
3. Quadro normativo.....	38
3.1 La direttiva 11 febbraio 2004 del Parlamento Europeo e del Consiglio, n.2004/8/CE.....	38
3.2 Decreto legislativo 3 marzo 2011, n.28.....	39
3.3 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011 e le Linee Guida per la sua applicazione.....	40
3.4 Decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102.....	40
3.5 Decreto del Ministero dello sviluppo economico 4 agosto 2016.....	41
3.6 Decreto ministeriale 11 gennaio 2017	41
3.7 Impianti CAR (Cogenerazione ad alto rendimento).....	42
4. Impianto di Cogenerazione presso la Michelin di Cuneo	48

4.1 Circuiti di raffreddamento (LT-HT)	55
4.2 Circuito ausiliari urea (UR) e linea fumi	58
4.3 Circuito Vapore GVR e Circuito Condense LC2	59
4.4 Circuiti aria e gas metano	60
4.5 Circuito ausiliari olio (OLF)	62
5. Considerazioni sul circuito di raffreddamento LT	64
5.1. Le tubazioni	66
5.2. Analisi dei costi	70
6. Saldature e controlli non distruttivi	77
6.1 Introduzione alle saldature	77
6.2 I controlli non distruttivi	82
7. Prove di pressione delle tubazioni	84
8. Conclusioni	93
Bibliografia e sitografia	96
Allegati	100

Indice delle figure

Figura 1 Domanda elettrica italiana (5).....	14
Figura 2 - Evoluzione del consumo interno lordo (comprende gli usi non energetici) negli scenari di Riferimento e PNIEC (10).	17
Figura 3 Consumo di energia primaria e finale (per ciascun settore), proiezioni 2020-2040 nello scenario PNIEC (Mtep) (10).	17
Figura 4 Confronto tra un sistema convenzionale e un sistema cogenerativo (17).....	21
Figura 5 Numero impianti presenti nelle regioni italiane. (19).....	22
Figura 6 Capacità di generazione totale per area geografica. (19).....	22
Figura 7 Emissioni di gas serra per il settore Energia (Mt CO _{2eq}) (9).....	25
Figura 8 Emissioni nazionali di gas climalteranti dal 1990 al 2021 (9).....	25
Figura 9 Percentuali delle emissioni di gas climalteranti per il macrosettore Energia suddivisi per settori. (9).....	26
Figura 10 Schema funzionale motore a combustione interna. (26).....	28
Figura 11 Schemi funzionali Turbina a gas (25).	29
Figura 12. Schema funzionale Ciclo Rankine semplice (25).	31
Figura 13. Schema funzionale ciclo Rankine con modifiche, a sinistra a contropressione a destra con spillamento (25).....	31
Figura 14. Schema funzionale ciclo combinato (25).....	32
Figura 15. Ciclo Stirling (25).	33
Figura 16 Cella a combustibile ad acido fosforico. (29)	35
Figura 17 Confronto delle emissioni di CO ₂ e SO ₂ di diverse tecnologie (28).	35
Figura 18 Valori indice elettrico per le tecnologie disponibili. (16).....	36
Figura 19 Altri criteri di scelta per i motori primi. (16)	37
Figura 20 Sintesi procedura calcolo del PES. (14).....	44
Figura 21. Tabella rendimenti globali per le tipologie di unità (14).....	45
Figura 22 Schema dei flussi dell'Impianto. (31)	49
Figura 23 Planimetria impianto di trigenerazione.	49
Figura 24 Planimetria sul polo di cogenerazione.	50
Figura 25 Vista prefabbricato dei locali motore.	51
Figura 26 Potenze in gioco delle unità presenti nell'impianto. (31).....	52
Figura 27 Vista sala motori 2.	54
Figura 28 Zona drycooler.	55

Figura 29 Gruppo pompe circuito LT.....	56
Figura 30 Zona serbatoi.....	63
Figura 31 Zone di una saldatura. (40).....	77
Figura 32 Schema del processo di saldatura TIG. (40).....	79
Figura 33 Schema processo di saldatura ad arco sommerso. (40).....	80
Figura 34 Schema processo di saldatura a filo continuo. (40).....	81
Figura 35 Distanze da seguire per la prova di pressione idraulica.....	86
Figura 36 Diagramma prova idrostatica.....	87
Figura 37 Diagramma prova pneumatica.....	89
Figura 38 Valori R_{scaled}	91
Figura 39 Parte del P&ID coinvolta per le procedure di collaudo.....	92
Figura 40 Bypass al motore per effettuare le prove idrauliche.....	92

Indice delle tabelle

Tabella 1 Valori GWP per alcuni gas climalteranti (21).....	23
Tabella 2 Vita media per alcuni gas climalteranti (24).....	24
Tabella 3 Risultati delle perdite di carico.....	65
Tabella 4 Percentuali delle saldature su cui effettuare i CND.....	84

Indice dei grafici

Grafico 1 Rendimenti elettrici e termici medi per ogni tecnologia dei motori primi. (19)	37
Grafico 2 Incidenza dei componenti sui costi totali.	70
Grafico 3 Costo al metro per tipologia di materiale.	71
Grafico 4 Confronto costo delle curve a 90° in acciaio al carbonio e in acciaio inox.	73
Grafico 5 Confronto costo dei tee normali in acciaio al carbonio e in acciaio inox.	74
Grafico 6 Costi vs diametro.	75

INTRODUZIONE

Nella lotta contro i cambiamenti climatici negli anni si è cercato di adottare misure condivise a livello internazionale per riuscire a contrastare eventi climatici estremi sempre più frequenti e intensi. Tra i settori che contribuiscono all'aumento delle emissioni in atmosfera e il conseguente aumento dei gas serra e della temperatura del pianeta troviamo quello industriale e della produzione dell'energia. In questo contesto lo stabilimento della Michelin di Cuneo ha promosso un programma di conversione verde dotandosi di un nuovo impianto di cogenerazione per la produzione di energia elettrica, vapore e acqua calda sostenibili. Questo lavoro di tesi parte dall'esperienza di tirocinio svolta presso la Delta-ti Impianti S.p.a. di Rivoli (TO). La Delta-ti Impianti è una società di E.P.C che progetta, sviluppa e realizza grandi impianti tecnologici, energetici e infrastrutturati ai quali si aggiungono commesse internazionali nel settore della ricerca scientifica. Durante l'esperienza svolta presso questa azienda è stato possibile partecipare ad alcune attività connesse al processo di realizzazione dei circuiti della centrale di cogenerazione a carico della Delta-ti supportate anche da sopralluoghi in cantiere. In particolare, in questo lavoro di tesi si è proceduto ad effettuare un inquadramento del panorama energetico nazionale, un focus sui cambiamenti climatici e i provvedimenti adottati per mitigarli, una presentazione degli impianti di cogenerazione ed il loro ruolo nella transizione energetica e le normative di settore. I capitoli seguenti vertono sull'analisi dell'impianto di cogenerazione a servizio dello stabilimento della Michelin a Cuneo mettendo in risalto le caratteristiche e il funzionamento dei circuiti che lo compongono; in particolar modo il circuito di raffreddamento a bassa temperatura LT è oggetto di studio nelle analisi successive. Ci si concentra, poi su alcuni aspetti economici riguardanti i costi della fornitura delle tubazioni, della raccorderia e del valvolame in funzione della variazione dei parametri che sono stati utilizzati nel calcolo delle perdite di carico come il diametro e la scabrezza. Si intendono confrontare tubazioni di materiali diversi presenti sul mercato mettendo in risalto vantaggi e svantaggi del loro possibile impiego. L'analisi di sensibilità delle perdite di

carico e il loro calcolo sono stati affrontati nel lavoro di Tesi svolto dalla collega Erica Della Torre. Una volta realizzati, i circuiti sono sottoposti alle prove di pressione si tratta della prova idraulica e della prova pneumatica, ai cui aspetti procedurali è dedicato un intero capitolo. Prima di esplorare le procedure delle prove di pressione analizzando le varie fasi programmate, si presentano le tecniche di saldatura e i controlli non distruttivi effettuati.

1. Panorama energetico nazionale e cambiamenti climatici

La crisi energetica globale, esplosa a seguito dell'invasione russa in Ucraina, ha avuto e sta avendo conseguenze negative per le imprese e gli utenti domestici, spingendo i paesi, soprattutto europei, a interrogarsi su come affrontare il tema della sicurezza energetica e una maggiore indipendenza sulle fonti energetiche. Anche in questo caso la transizione energetica verso l'impiego di fonti più sostenibili e l'efficientamento degli impianti sembrano l'unica via da percorrere. Questa crisi ha impattato anche sui numeri della povertà energetica, a livello mondiale si stima che circa 75 milioni di persone non riusciranno a far fronte ai costi in aumento dell'elettricità. (1)

Il prezzo del gas sul mercato europeo è aumentato in media nel 2022 del +928% rispetto al pre-Covid, passando dai 20 euro/MWh del decennio 2010-2020 a picchi di 330 euro/MWh. Una tendenza simile si riscontra anche per il prezzo dell'elettricità che, in Italia, ha subito un aumento del +533% nel 2022 rispetto al periodo pre-Covid raggiungendo in media i 304 euro/MWh. Infine, anche per il petrolio si registra un rialzo anche se più contenuto del +68% nel 2022 dal pre-pandemia. (2)

Il settore delle industrie italiane che occupa il 22% del consumo di energia totale ha compensato i rincari aumentando i costi sui prodotti finali e diminuendo l'uso complessivo di energia (-9,2% nel 2022) pratica che ha anche l'obiettivo di riduzione delle emissioni di gas serra e la conversione a fonti sostenibili. (2)

A seguito del Regolamento del Consiglio europeo (EU) 2022/1369, in Italia, i consumi di gas si sono ridotti di -6,7% nel 2022 rispetto alla media 2019-2021. Le imprese industriali, in particolare, che hanno diminuito i consumi di -13,2% (-14,9% rispetto al 2021). Anche il consumo di elettricità nell'industria è diminuito di -5,6% nel 2022 rispetto al 2021. L'intensità energetica ovvero il consumo di energia per unità di prodotto si può ottenere con:

1. un aumento dell'efficienza energetica a parità di tecnologia, impianti e macchinari;
2. variazione nei settori produzione puntando ai settori a minore intensità energetica;
3. cambiamento tecnologico nella produzione (sostituzione di impianti o macchinari). (2)

Terna, la società che gestisce la rete di trasmissione nazionale, ha calcolato nel 2022 un fabbisogno di energia elettrica in Italia pari a 316,8 miliardi di kWh (-1% rispetto al 2021), la domanda è stata coperta dal 31,1% da fonti rinnovabili con un calo nella produzione idroelettrica. Nella prima parte dell'anno la domanda ha subito un lieve rialzo poi nella seconda metà a causa delle misure di contenimento dei consumi elettrici e del caro prezzo vi sono state delle contrazioni della domanda. (3)

La domanda di energia elettrica italiana è stata soddisfatta per l'86,4% con produzione nazionale e per la quota restante (13,6%) dall'energia scambiata con l'estero. La produzione nazionale netta di 276,4 miliardi di kWh è diminuita dell'1,3% rispetto al 2021 proveniente da fonti in crescita come la fonte fotovoltaica (+11,8%) e la termoelettrica (+6,1%) e in flessione come l'idroelettrico (-37,7%), l'eolico (-1,8%) e la geotermia (-1,6%). (3)

La fonte termoelettrica tradizione è quella più diffusa, in crescita del 7,9% rispetto al 2021, nonostante la diffusione delle fonti rinnovabili in particolare il fotovoltaico con oltre 28 TWh di produzione nel 2022. La produzione da termoelettrico rappresenta circa il 64,8% del totale dell'energia prodotta di cui il 9,1% proviene da impianti alimentati con combustibili solidi, il 6,9% con prodotti petroliferi ed altri combustibili e il 48,8% da impianti alimentati con gas naturale. La domanda complessiva per il settore termoelettrico e della generazione combinata di elettricità e calore da gas naturale è stata pari a 30,3 miliardi di metri cubi di cui 25,1 miliardi di metri cubi per produzione di elettricità e 5,2 miliardi di metri cubi per produzione di calore cogenerato. Questi valori sono diminuiti del 4,1% corrispondente a circa 1,3 miliardi di metri cubi. (4)

La domanda elettrica nazionale come evidenziato nel grafico in Figura 1 mostra un andamento compreso tra i 330 TWh e i 310 TWh con un valore di minimo storico nel 2020 dovuto alle restrizioni adottate durante la pandemia (5).

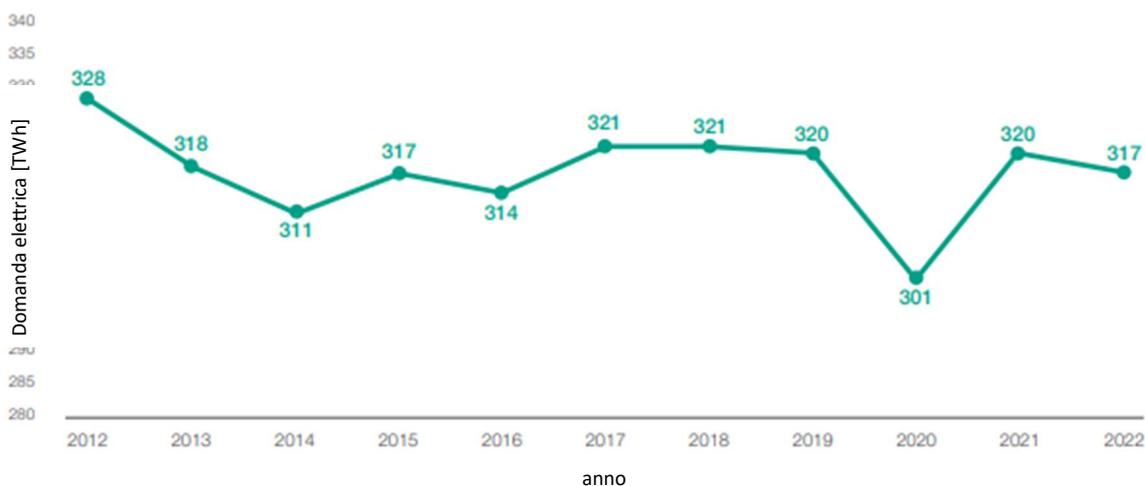


Figura 1 Domanda elettrica italiana (5).

La crisi internazionale a seguito della guerra in Ucraina, come affermato in precedenza, ha influenzato il panorama energetico mondiale; anche in Italia nel 2022 la domanda primaria di energia (in termini di disponibilità energetica lorda) ha subito delle flessioni ed è attestata a 149.175 migliaia di tonnellate equivalenti di petrolio (ktep), con una diminuzione annua del 4,5%. L'intensità energetica ovvero la misura dell'inefficienza energetica del sistema economico di una nazione calcolata come unità di energia diviso unità di prodotto interno lordo è calata del 7,9% rispetto al 2021 dovuto al decremento della disponibilità energetica rispetto ad un aumento del PIL raggiungendo un valore di 85,5 tep/milione di euro valore che negli ultimi dieci anni non si era mai verificato. La disponibilità energetica lorda italiana si può sintetizzare così: il 37,6% è costituita dal gas naturale, il 35,7% dal petrolio e dai prodotti petroliferi, il 18,5% da rinnovabili e bioliquidi, il 5% da combustibili solidi, infine, il 2,5% da energia elettrica.

Analizzando i dati più recenti del 2023 secondo le rilevazioni di Terna i consumi elettrici italiani sono diminuiti del 2,8% rispetto al 2022, attestandosi a 306,1 miliardi di kWh. Le fonti rinnovabili coprono il 36,8% della domanda, rispetto al 31% del 2022.

Relativamente all'offerta, nel 2023 non solo si è registrata una crescita rilevante della produzione rinnovabile (+15,4%), ma anche un importante aumento del saldo netto con l'estero (+19,2%) come conseguenza di una forte diminuzione dell'export (-24,4%) e di un aumento dell'import (+15,2%). Questo ha comportato una conseguente contrazione della produzione termoelettrica (-17,4%) e, in particolare, di quella a carbone (-41,7%). Quest'ultima è dovuta all'interruzione dell'utilizzo delle centrali a carbone che erano state messe in funzione nel periodo critico di crisi del gas. A livello territoriale la variazione della domanda elettrica è risultata ovunque in diminuzione: -4% al Nord, -2% al Centro e -0,9% al Sud e nelle Isole. La domanda di energia

elettrica italiana nel 2023 è stata soddisfatta per l'83,3% con produzione nazionale e per la quota restante (16,7%) dal saldo dell'energia scambiata con l'estero. La produzione nazionale netta (257 miliardi di kWh) è risultata in diminuzione del 6,4% rispetto al 2022 con la seguente articolazione per fonti: in crescita l'idrico (+36,1), l'eolico (+15,1%) e il fotovoltaico (+10,6%); in flessione il termico (-17,4%) e geotermico (-1,9%). (6)

La recente crisi a seguito della guerra russo-ucraina si sovrappone agli eventi climatici estremi ai quali negli ultimi anni si sta assistendo sempre più di frequente in tutto il nostro Pianeta, anche l'Italia, rispetto ai cambiamenti climatici è risultata particolarmente vulnerabile, il caldo estremo o le alluvioni sono delle manifestazioni concrete di questo problema. Secondo le stime dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (Ispra), nel 2017 il 12,6 % della popolazione italiana viveva in aree classificate ad elevata pericolosità di frana o soggette ad alluvioni (7).

Il 25 settembre 2015 i governi dei 193 Paesi membri dell'Organizzazione delle Nazioni Unite (ONU) hanno sottoscritto l'Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile, un programma composto da 17 obiettivi per lo sviluppo sostenibile globale, noti come "Sustainable Development Goals" (SDGs), per un totale di 169 target da raggiungere entro il 2030. Gli obiettivi sostenibili intervengono nelle tre aree che coinvolgono lo sviluppo sostenibile fondato sull'integrazione tra le dimensioni economica, sociale e ambientale quale presupposto per il benessere dell'umanità e del pianeta.

Nel medesimo anno si è svolta la COP21 a Parigi in cui hanno preso parte 195 Paesi. Gli Accordi di Parigi sono un piano di azione per limitare il riscaldamento globale con l'obiettivo di mantenere l'innalzamento della temperatura sotto i 2°C. (8)

A seguito agli Accordi di Parigi, l'Unione Europea si è impegnata a ridurre le emissioni di gas serra, di almeno il 40% rispetto all'anno 1990, entro il 2030. Tale obiettivo è ripartito tra i settori Emissions Trading System (ETS) e non-ETS ed è pari, rispettivamente, ad una riduzione del 43% e del 30% rispetto ai livelli del 2005. (9)

Nel novembre 2020 si è tenuta a Glasgow la COP26 per finalizzare l'adozione delle misure per contenere e, se possibile, invertire il processo di surriscaldamento globale come il limite di 1.5°C per l'innalzamento della temperatura del Pianeta e arrivare al 2050 a zero emissioni tramite il processo di fuoriuscita dal carbone (decarbonizzazione), la riduzione della deforestazione, la transizione verso i veicoli elettrici e gli investimenti nelle rinnovabili.

Nel quadro normativo europeo si cita anche il Green Deal europeo, si tratta di un pacchetto che include iniziative strategiche per intraprendere la strada di una transizione verde cercando di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050. Presentati nel 2019, gli obiettivi dell'EU Green Deal sono diventati legge con la European Climate Law (giugno 2021). Il piano d'azione prevede interventi su più fronti quali trasporti, industria, sistema residenziale e patrimonio naturale. (8)

In seguito alla pandemia, per contrastare soprattutto la conseguente crisi economica, l'UE nel luglio 2020 ha lanciato il programma di sostegno all'economia "Next Generation EU (NGEU)" all'insegna della transizione ecologica, della digitalizzazione, della competitività, della formazione e dell'inclusione sociale, territoriale e di genere. Il programma NGEU comprende due strumenti di sostegno: il REACT-EU nella fase iniziale (i primi due anni 2021-2022) e il RRF per sei anni, dal 2021 al 2026 per un totale di 672,5 miliardi di euro, di cui 360 miliardi prestati a tassi agevolati. Il Regolamento RRF prevede sei grandi aree di intervento (pilastri):

- transizione verde;
- trasformazione digitale;
- crescita intelligente, sostenibile e inclusiva;
- coesione sociale e territoriale;
- salute e resilienza economica, sociale e istituzionale;
- politiche per le nuove generazioni, l'infanzia e i giovani.

Per l'accesso a queste risorse è indispensabile che ciascun Paese membro presenti un Piano di Ripresa e Resilienza. (7).

Un ulteriore passo dell'Italia si è compiuto con il PNIEC ovvero il Piano Energia e Clima che promuove la decarbonizzazione del sistema energetico nazionale attraverso: il cambiamento tecnologico e i conseguenti processi di efficientamento e la progressiva sostituzione delle fonti fossili con quelle rinnovabili. Il grafico e la tabella seguente, che riportano le proiezioni fino al 2040 dello scenario PNIEC confrontati con lo scenario di Riferimento, evidenziano i risultati di questo processo. (10)

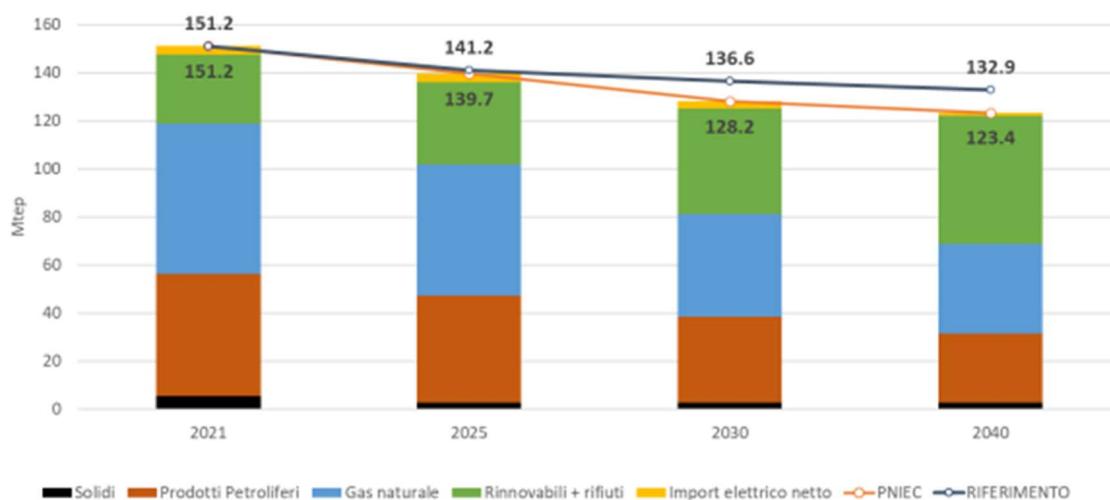


Figura 2 - Evoluzione del consumo interno lordo (comprende gli usi non energetici) negli scenari di Riferimento e PNIEC (10).

scenario PNIEC	2021	2025	2030	2040
Consumo interno lordo¹	151.2	139.7	128.2	123.4
Solidi ²	5.5	2.6	2.7	2.6
Prodotti petroliferi	51.0	44.8	35.9	28.9
Gas naturale ³	62.4	54.4	42.7	37.2
Rinnovabili + rifiuti	28.5	34.1	44.1	53.6
Energia elettrica	3.7	3.7	2.9	1.1
Consumi energetici primari⁴	145.3	132.6	121.5	116.7
Consumi energetici finali⁵	113.3	109.0	100.3	95.7
dettaglio per settore	113.3	109.0	100.3	95.7
Industria	26.4	24.6	24.3	24.2
Residenziale	31.9	28.3	26.5	24.7
Terziario	15.0	16.2	14.5	14.6
Trasporti	36.8	37.4	32.6	30.0
Agricoltura	3.3	2.5	2.4	2.4
dettaglio per fonte	113.3	109.0	100.3	95.7
Solidi	1.8	1.4	1.3	1.3
Prodotti petroliferi	39.9	36.8	28.7	21.3
Gas naturale	34.4	29.3	24.0	21.1
Energia elettrica	25.1	25.0	26.8	31.2
Calore	3.1	3.8	3.4	3.3
Rinnovabili	8.9	12.6	16.1	17.5
Consumi finali non energetici	5.9	7.1	6.7	6.8

Figura 3 Consumo di energia primaria e finale (per ciascun settore), proiezioni 2020-2040 nello scenario PNIEC (Mtep) (10).

Il Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) ha adottato il Piano per la Transizione Ecologica (PTE), un documento che percorre quanto fissato nel PNRR ma definisce nuovi e più ambiziosi target rispetto a quelli del PNIEC. Approvato in data 8 marzo 2022 il PTE si prefigge di intervenire, adottando azioni e misure, su più fronti: l'ambiente, l'energia e il clima per attuare una transizione “green” verso uno sviluppo sostenibile e una gestione ecologica. (11)

Il PTE prevede di agire su più macro-obiettivi:

- decarbonizzazione;
- mobilità sostenibile;
- migliorare della qualità dell'aria;
- contrasto al consumo di suolo e al dissesto idrogeologico;
- miglioramento delle risorse idriche e delle relative infrastrutture;
- ripristino e rafforzamento della biodiversità;
- tutela del mare;
- promozione dell'economia circolare, della bioeconomia e dell'agricoltura sostenibile.

La Regione Piemonte si è dotata di un Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), adottato con D.G.R. n. 36-8090 del 14.12.2018. Con il PEAR la Regione Piemonte ha voluto presentare una strategia da perseguire per contribuire al processo di transizione energetica attraverso tre principali pilastri da implementare entro il 2030:

- - 40% delle emissioni di CO₂ rispetto al 1990, entro il 2030;
- la realizzazione entro il 2030 del 27% di consumo di energia da fonti rinnovabili;
- l'incremento del 30% entro il 2030 del livello di efficienza energetica.

Per riuscire a realizzarli si è ritenuto opportuno stabilire quattro macro-obiettivi: “favorire lo sviluppo delle FER, minimizzando le fonti fossili”, “ridurre i consumi energetici negli usi finali”, “favorire il potenziamento in chiave sostenibile delle infrastrutture energetiche” e “promuovere la green economy sul territorio piemontese”. (12)

Anche a livello comunale sono stati firmati degli accordi, tra i comuni aderenti al Patto dei Sindaci si redige un documento: il “Piano d'azione per l'energia sostenibile e il clima”, il PAES, per dimostrare in che modo l'amministrazione comunale intende raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni CO₂. Il comune di Cuneo, oltre a redigere il PAES ha elaborato un Bilancio Energetico Ambientale Comunale (BEnCo), con lo scopo di valutare lo sfruttamento e la produzione di energia all'interno del territorio. (12)

Questo Piano d'Azione come già affermato in precedenza individua nel settore industriale, un settore che ha avuto un calo nei consumi grazie, ad esempio, all'efficientamento di alcuni grandi impianti (installazione di gruppi di cogenerazione).

A livello regionale si trova anche il Piano Regionale della Qualità dell'Aria sviluppato a seguito della procedura di infrazione comunitaria intrapresa nel giugno 2016 nei confronti dell'Italia per le emissioni di PM10, le polveri sottili e ultrasottili.

“Il Piano Regionale per la Qualità dell'Aria (di seguito PRQA) è lo strumento per la programmazione, il coordinamento ed il controllo in materia di inquinamento atmosferico, finalizzato al miglioramento progressivo delle condizioni ambientali e alla salvaguardia della salute dell'uomo e dell'ambiente” (D.C.R. 25 marzo 2019, n. 364-6854). (12)

In questo panorama si inserisce il progetto di Edison Next presso lo Stabilimento della Michelin di Cuneo; il più grande sito produttivo Michelin per pneumatici in Europa Occidentale, con una capacità produttiva di 13 milioni di pneumatici annui. Per contribuire al contenimento delle emissioni di CO₂ si è sviluppata una roadmap di decarbonizzazione per seguire un percorso di politica di conversione sostenibile con l'obiettivo di ridurre fino al 50% le sue emissioni entro il 2030, raggiungendo un livello Net Zero entro il 2050. La soluzione di Edison Next per questo stabilimento è ambiziosa, comprende una centrale di trigenerazione ed è proprio la parte della cogenerazione di energia elettrica e termica ad essere oggetto di questa tesi, inoltre il progetto prevede un impianto fotovoltaico posto sulle pensiline dei parcheggi, l'utilizzo della biomassa a filiera corta per integrare la produzione del vapore, e una possibile futura integrazione con l'impiego del biometano e dell'idrogeno. (13)

2. La cogenerazione

La cogenerazione (CHP, dall'acronimo inglese Combined Heat and Power) è la produzione combinata di energia elettrica ed energia termica partendo da un'unica fonte di energia primaria. L'Art. 2 del D.lgs. 8 /08 definisce la cogenerazione come: "la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica o di energia termica e meccanica o di energia termica, elettrica e meccanica". Per la produzione di sola energia elettrica si utilizzano generalmente centrali termoelettriche in cui però parte dell'energia che potrebbe essere sfruttata, sebbene di scarso valore termodinamico poiché a bassa temperatura, viene dispersa nell'ambiente. Per l'energia termica si usano normalmente delle caldaie che trasformano l'energia primaria contenuta nei combustibili, di elevato valore termodinamico, in energia termica di ridotto valore termodinamico. Dunque, se un'utenza richiede contemporaneamente energia elettrica ed energia termica, anziché installare una caldaia e acquistare energia elettrica dalla rete, si può pensare di realizzare un ciclo termodinamico che sfrutta i livelli termici più alti per la produzione dell'energia elettrica, e si recupera il calore residuo a più bassa temperatura per soddisfare le esigenze termiche, evitando così che quest'ultimo venga disperso in ambiente. Un impianto di cogenerazione, a parità di quantità di energia elettrica e calore della produzione separata, comporta:

- un risparmio economico poiché si riduce il consumo di combustibile;
- una riduzione dell'impatto ambientale in quanto si ha una diminuzione delle emissioni e minor rilascio di calore residuo nell'ambiente (minore inquinamento atmosferico e minore inquinamento termico);
- minori perdite di trasmissione e distribuzione per il sistema elettrico nazionale dovute alla vicinanza degli impianti ai luoghi di consumo dell'energia prodotta. (14)

L'energia elettrica viene autoconsumata oppure immessa in rete. Le utenze scelte per la cogenerazione sono quelle in cui la richiesta di energia termica ed elettrica hanno poche variazioni nel tempo come gli edifici ospedalieri, centri sportivi, centri commerciali oltre che industrie alimentari, cartiere, industrie legate alla raffinazione del petrolio ed industrie chimiche. Il calore a bassa temperatura è impiegato negli usi civili quali riscaldamento e teleriscaldamento, nelle industrie si utilizza a temperature e pressione più elevate. Infine, è possibile sfruttare il calore utile prodotto dall'impianto di cogenerazione anche per il raffrescamento in questo caso si parla di trigenerazione e si accoppia una macchina frigorifera ad assorbimento in questo modo si

massimizzano i benefici di questi impianti potendolo usare un numero maggiore di ore all'anno. (14)

In generale si parla di processo "topping" se la produzione elettrica è effettuata con un ciclo termodinamico ad alta temperatura e si sfrutta il calore rilasciato dal ciclo oppure di processo "bottoming", in cui il calore ingresso al ciclo deriva da un processo industriale ad alta temperatura come, ad esempio, i gasi liberati da un impianto si impiegano per produrre energia elettrica. (15)

Effettuando un confronto con un sistema convenzionale e calcolando i rendimenti, a parità di energia primaria troviamo i risultati presenti in Figura 4, evidenziando la conversione dell'energia primaria in energia elettrica e termica, con le relative perdite. Il parametro di riferimento per l'efficienza del cogeneratore è il rendimento globale, valutato come il rapporto tra la somma dell'energia elettrica e termica prodotta e l'energia primaria utilizzata. Come si nota dallo schema riportato in Figura 4, per ottenere le stesse quantità di energia elettrica e termica bisogna introdurre nell'impianto una quantità maggiore di carburante nella produzione separata rispetto a quella combinata che ne richiede circa il 30% in meno. (16)

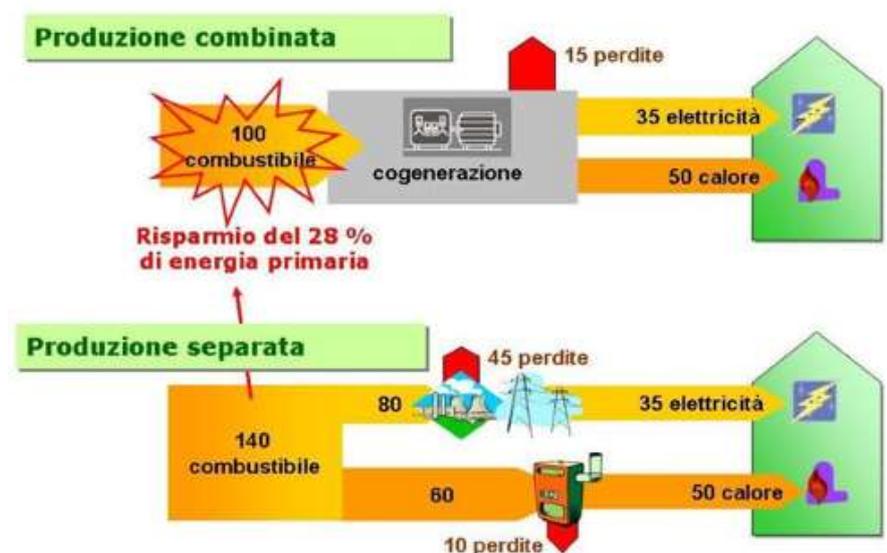


Figura 4 Confronto tra un sistema convenzionale e un sistema cogenerativo (17).

Se si osserva la produzione del 2018 nel nostro Paese le unità di Cogenerazione CAR riescono a raggiungere una produzione di energia elettrica di circa 57,7 TWh (28,6 TWh solo da produzione CAR) e circa 35,6 TWh di energia termica. (18)

Secondo quanto riportato nel PNIEC al 2018 dei 35,5 TWh di calore generato; il 75% riconducibile è all'industria, un 20% alla quota di calore cogenerato per il TLR infine 5% dal terziario mentre è trascurabile il residenziale (10).

Dalle mappe seguenti si nota che la maggioranza degli impianti si trova nel nord Italia, zona in cui l'attività industriale è preponderante. Le regioni che hanno la capacità di generazione più elevata sono il Piemonte e la Lombardia.

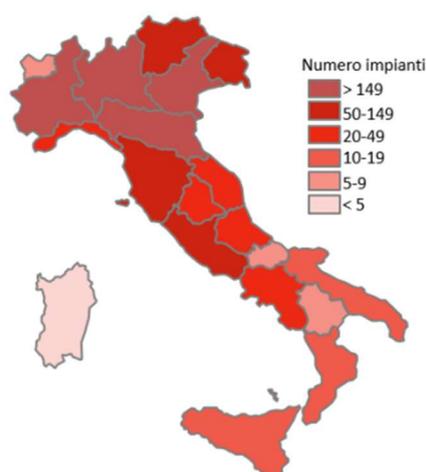


Figura 5 Numero impianti presenti nelle regioni italiane. (19)

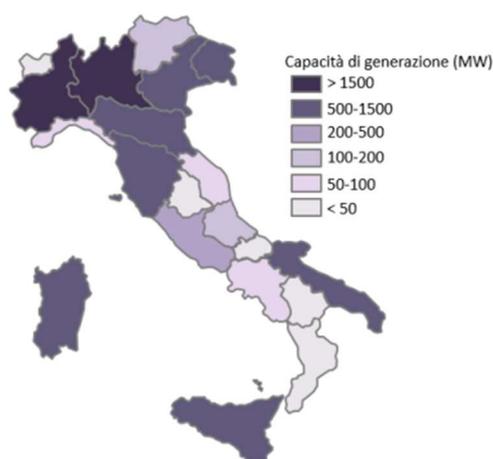


Figura 6 Capacità di generazione totale per area geografica. (19)

2.1 Impatto ambientale

Oltre al minor consumo di combustibile, la cogenerazione permette di ridurre significativamente le emissioni dei gas inquinanti derivanti dalla combustione, riducendo la dispersione dei gas che contribuiscono all'"effetto serra". I gas climalteranti sono sostanze gassose presenti nell'atmosfera terrestre che contribuiscono al cambiamento climatico causando l'aumento della temperatura media del pianeta. In questa categoria troviamo:

- CO₂, anidride carbonica o biossido di carbonio;
- CH₄, metano;
- N₂O, protossido di azoto;
- HFCs, idrofluorocarburi;
- PFC, perfluorocarburi;
- SF₆, esafluoruro di zolfo. (20)

Il parametro che definisce il potenziale di una sostanza come "gas serra" è il GWP ("Global Warming Potential") ed è indicato in kg equivalenti di anidride carbonica per kg di sostanza. Il GWP di una sostanza viene calcolato a partire da una scala relativa che confronta il gas considerato con un'uguale massa di CO₂, il cui GWP è per definizione pari a 1. Nel Regolamento (UE) N. 517/2014 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 16 aprile 2014 viene definita come: "il potenziale di riscaldamento climatico di un gas a effetto serra in relazione a quello dell'anidride carbonica (CO₂), calcolato in termini di potenziale di riscaldamento in 100 anni di un chilogrammo di un gas a effetto serra rispetto a un chilogrammo di CO₂". (21)

Tabella 1 Valori GWP per alcuni gas climalteranti (21).

SOSTANZA	GWP
CO ₂	1
CH ₄	25
N ₂ O	298
NF ₃	17200
SF ₆	22800

Attraverso il GWP moltiplicati per i kg emessi si ottengono i kg di CO_{2eq} in questo modo in un solo numero si ha il contributo dei diversi inquinanti. (20)

I valori dei GWP vengono aggiornati dall'IPCC "Intergovernmental Panel on Climate Change". (22)

Inoltre, si può calcolare un altro parametro per individuare quanto un'attività impatta sul Pianeta ovvero: l'impronta climatica o Carbon Footprint (CF) che è: "un indicatore ambientale dell'impatto che le attività antropiche hanno sui cambiamenti climatici". La CF si può valutare per un'attività, un'azienda, una persona, un evento o un prodotto (bene o servizio). Viene misurato il totale delle emissioni dirette o indirette, dei gas serra prima citati, relative a tutte le fasi del ciclo di vita dello stesso. Viene espressa come anidride carbonica equivalente (CO_{2eq}). (22)

Un altro parametro fondamentale è la vita atmosferica della sostanza, ovvero il tempo necessario affinché la quantità di sostanza dispersa si dimezzi. "Il tempo di permanenza (o tempo di vita) di una sostanza nell'atmosfera rappresenta il tempo medio durante il quale una molecola di tale specie rimane in essa prima di venire eliminata. Questo tempo è definito convenzionalmente come il tempo occorrente per scendere dalla concentrazione iniziale C_0 a $C_0/2$, 7183". (23)

Tabella 2 Vita media per alcuni gas climalteranti (24)

SOSTANZA	VITA MEDIA
CO ₂	5
CH ₄	12
N ₂ O	121
HCFC-134°	13
CFC-11	45

Come si nota dalla tabella i gas hanno tempi di permanenza diversi, questo dato non basta se si tiene conto che una molecola può permanere in atmosfera alcuni anni e poi finire dispersa negli oceani come l'anidride carbonica (24).

In Italia, l'ente che monitora le emissioni degli inquinanti e con le relative misure prese per il loro contenimento per contrastare i cambiamenti climatici è l'ISPRA. È, inoltre, il responsabile della predisposizione e comunicazione dell'inventario nazionale delle emissioni di gas serra, nell'ambito della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC), del Protocollo di Kyoto e del Meccanismo di Monitoraggio delle emissioni di gas serra dell'Unione Europea.

Le emissioni italiane totali di gas serra, espresse in CO₂ equivalente, sono diminuite del 19.9% tra il 1990 ed il 2021, come si può notare dalla Figura 7 e Figura 8. Infatti, nel periodo preso in

esame le emissioni di tutti i gas serra sono passate da 521 a 418 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente, variazione ottenuta principalmente grazie alla riduzione delle emissioni di CO₂, che contribuiscono per 80.8% del totale e risultano, nel 2021, inferiori del 23.2% rispetto al 1990. Questa riduzione, che è più evidente a partire dal 2008, è una conseguenza sia della riduzione dei consumi energetici e delle produzioni industriali a causa della crisi economica e della delocalizzazione di alcune produzioni industriali, ma anche della crescita della produzione di energia da fonti rinnovabili (idroelettrico ed eolico) e di un incremento dell'efficienza energetica. Anche nel 2020 a causa della pandemia si è verificato un calo delle emissioni, che con la ripresa delle attività economiche e degli spostamenti nel 2021 è aumentato nuovamente. Il settore energetico contribuisce in maniera maggioritaria alle emissioni nazionali di GHG (greenhouse gases) con una quota, nel 2021, del 79.7%, in Figura 9 si può osservare la ripartizione per settori. Le emissioni di questo settore sono diminuite del 21.8% dal 1990 al 2021. (9)

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Mt CO₂ equivalente</i>											
Industrie energetiche	137.6	140.6	144.9	159.9	137.5	106.1	104.8	95.8	91.7	81.6	86.4
Industria manifatturiera	92.1	90.2	96.2	92.3	70.1	55.6	53.1	54.2	50.0	45.8	53.9
Trasporti	102.2	114.2	123.9	128.4	115.9	106.7	101.5	105.1	106.3	86.6	103.3
Residenziale e altri settori	79.4	79.9	83.2	97.1	96.8	83.0	83.6	83.9	81.4	79.8	83.6
Fuggitive	14.2	13.4	12.1	10.6	9.7	8.7	7.9	7.4	7.0	6.2	5.7
Totale settore Energia	425.5	438.3	460.3	488.3	429.9	360.0	351.0	346.5	336.4	300.0	332.8

Figura 7 Emissioni di gas serra per il settore Energia (Mt CO_{2eq}) (9)

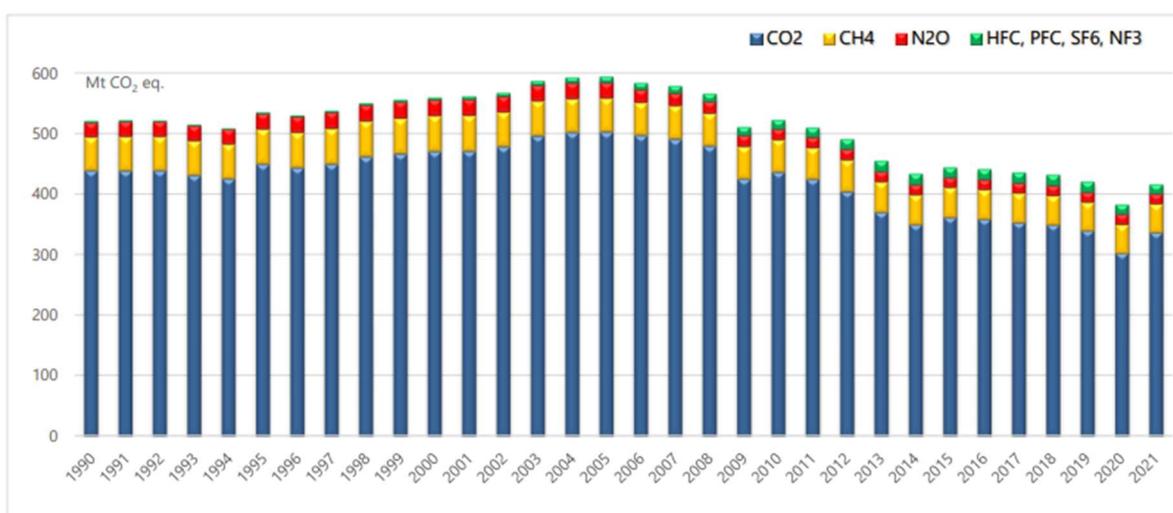


Figura 8 Emissioni nazionali di gas climalteranti dal 1990 al 2021 (9)

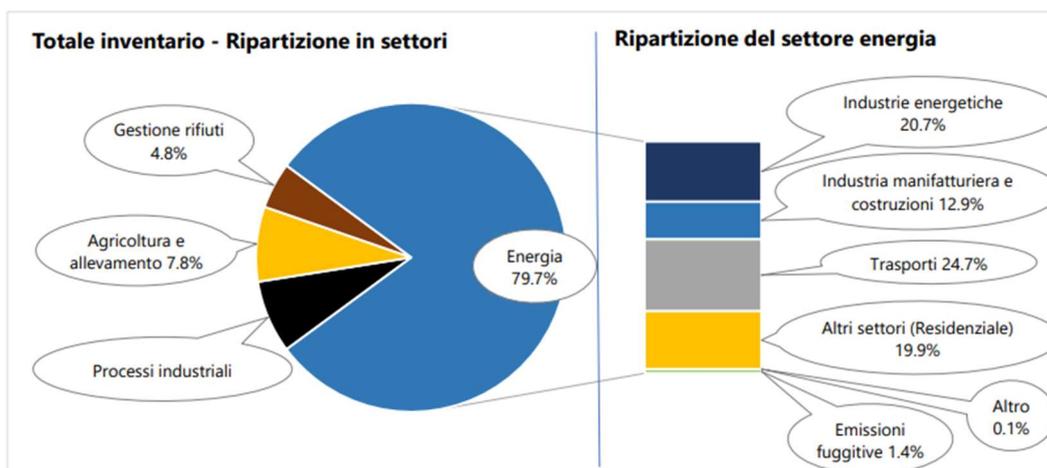


Figura 9 Percentuali delle emissioni di gas climalteranti per il macrosettore Energia suddivisi per settori. (9)

2.2 I motori primi

In un sistema di cogenerazione sono presenti generalmente i seguenti componenti:

- *motore primo*: per la conversione del combustibile in energia meccanica, esistono diverse tecnologie che verranno discusse in seguito. La scelta del motore è effettuata in base alla potenza richiesta, che può variare da qualche decina di kW fino ad arrivare alle centinaia di MW.
- *generatore*: per la conversione dell'energia meccanica in energia elettrica.
- *sistema del recupero del calore*: l'energia termica deriva dai fumi di scarico e viene sfruttata per il riscaldamento e/o la produzione del vapore, tramite scambiatori di calore.

Le tecnologie maggiormente impiegate sono: impianti turbogas (a ciclo semplice con recupero di calore o ciclo combinato), impianti a vapore (possono essere a contropressione o a spillamento), impianti con motori alternativi a combustione interna (ciclo Diesel o ciclo Otto), impianti con motori Stirling e infine impianti che impiegano le celle a combustibile (25).

2.2.1 Motori a combustione interna

Il motore a combustione interna presenta alcuni elementi principali: i pistoni, i cilindri in cui è alloggiato il pistone e il meccanismo bielle-manovella. Affinché si verifichi la combustione è necessario un comburente; l'aria viene aspirata dopo che la sua pressione è aumentata nel compressore, questa viene poi espulsa e mandata in turbina. Quest'ultima trasforma l'energia meccanica dovuta al movimento alternativo dei pistoni in energia elettrica attraverso l'alternatore. Il numero di cilindri indica la potenza associata al motore, nell'impiego delle centrali cogenerative di solito sono presenti motori a 12, 16, 20 cilindri. I MCI possono seguire due tipi di cicli termodinamici il ciclo Otto in cui la combustione deve essere innescata sono detti infatti ad accensione comandata e il ciclo Diesel in cui la combustione si innesca spontaneamente per via delle condizioni di temperatura e pressione favorevoli all'interno del cilindro. Se si osservano gli elementi presenti in Figura 10 troviamo il compressore, il quale permette all'aria di entrare nel motore in condizioni ottimali elevando il rendimento.

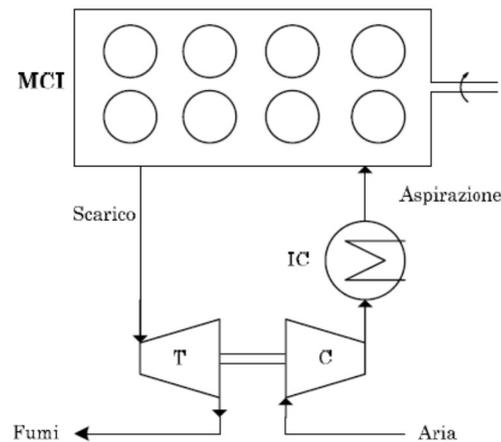


Figura 10 Schema funzionale motore a combustione interna. (26)

2.2.2 Impianti turbogas

Lo schema di base di un impianto turbogas non rigenerato a circuito aperto è mostrato in Figura 11. L'aria viene aspirata dall'ambiente a pressione e temperatura atmosferica (punto 1) da un compressore (C), e portata alle condizioni 2 in cui la pressione e la temperatura hanno valori più alti. Questo flusso di aria compressa raggiunge una camera di combustione (CC) dove è introdotta anche una certa massa di combustibile m_c . All'uscita della camera di combustione il flusso di gas compressi si trova ad elevata temperatura (spesso superiore ai 1000°C) a questo punto viene sfruttata dalla turbina dove espande fino alle condizioni di pressione ambiente (punto 4) poiché sbucca in atmosfera. Nella turbina e nel generatore (G) si ha la conversione da energia meccanica a energia elettrica. (25)

Le fasi del ciclo dunque sono le seguenti:

- compressione: in questa fase l'aria esterna alle condizioni ambiente viene portata ad un valore di pressione maggiore per poter essere impiegata nella camera di combustione. Il compressore può essere centrifugo o assiale quest'ultimo consente di ottenere rapporti di compressione maggiori;
- combustione: qui avviene la reazione di ossidazione del combustibile con un conseguente innalzamento della temperatura. È preferibile far avvenire la combustione con un eccesso d'aria al fine di non raggiungere una temperatura dei fumi eccessiva;
- espansione: questa fase si sviluppa in turbina, il lavoro prodotto viene in parte ceduto al compressore e in parte inviato all'alternatore per la generazione dell'energia elettrica;

- scarico dei fumi in atmosfera.

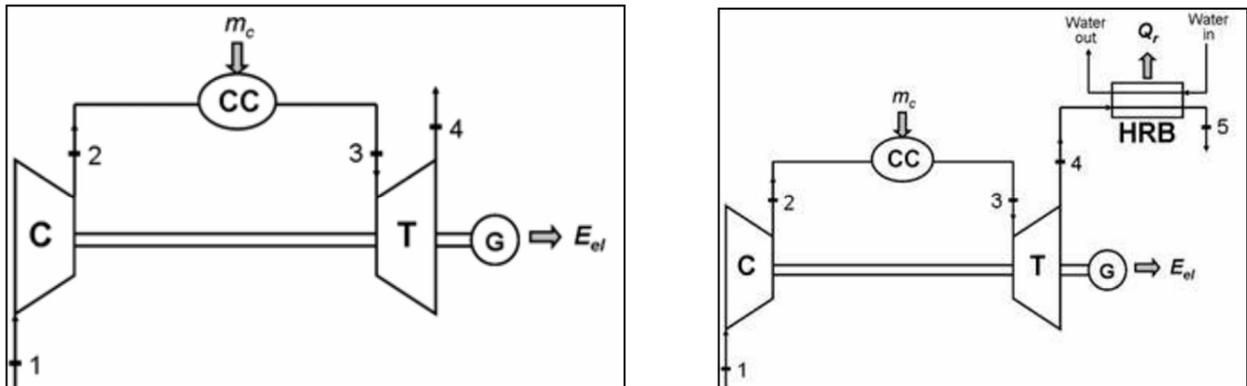


Figura 11 Schemi funzionali Turbina a gas (25).

Si osserva che la temperatura dei gas scaricati dalla turbina sia ancora elevata (prossima o superiore ai 500°C), sfruttabile per fini termici. Se questo calore è utilizzato direttamente per alimentare una utenza termica il sistema turbogas è in assetto cogenerativo altrimenti si tratta di un ciclo a vapore, realizzando un impianto a ciclo combinato. Il modo più semplice di recuperare il calore è quello di posizionare una caldaia a recupero (HRB, Heat Recovery Boiler) sul percorso fumi al fine di scaldare un fluido termovettore (ad esempio acqua) da inviare ad una utenza termica Figura 11 (25).

Le turbine presenti sul mercato sono le seguenti:

- Aereoderivative: hanno un design sofisticato un peso e ingombro ridotti rispetto alle heavy-duty. In generale sono multialbero con un rapporto di compressione elevato per massimizzare il rendimento. Necessitano di una manutenzione più facile e reagiscono meglio alle variazioni di carico. D'altra parte, hanno un costo (euro/MW) superiore (16);
- Heavy Duty: presentano un peso e un ingombro maggiori, sono monoalberi e hanno un rapporto di compressione inferiore ai valori ottimali di rendimento (limitazione costi, turbocompressore più semplice, configurazione con recupero termico). Ma rispetto alla tipologia precedente hanno un costo inferiore (€/MW) (16).

2.2.3 Impianti a vapore

Le turbine a vapore sfruttano il ciclo Rankine per la produzione di energia elettrica, attraverso il cambiamento di fase dell'acqua o di altri fluidi. Il ciclo di riferimento è composto da cinque fasi principali:

- compressione in fase liquida: in questa fase una pompa porta il fluido alla pressione di evaporazione del generatore di vapore;
- riscaldamento a pressione costante operata nella sezione dell'economizzatore;
- evaporazione;
- espansione: in questa fase il vapore è espanso in turbina collegata al generatore elettrico tramite l'albero motore;
- condensazione: a questo punto tramite uno scambiatore di calore il fluido viene riportato ad una condizione di liquido. In questa fase il calore può essere sfruttato da un'utenza termica.

Per rendere l'impianto idoneo alla cogenerazione bisogna apportare alcune modifiche al ciclo termodinamico di base così da fornire calore a temperature compatibili con quelle delle utenze. Si possono realizzare impianti a contropressione in cui il condensatore viene bypassato inviando il vapore ad uno scambiatore di calore dove condensa cedendo calore ad un altro mezzo termovettore che alimenta un'utenza termica. Oppure si può operare con uno spillamento di una certa quantità di vapore m_s dalla turbina da inviare ad una utenza termica. Variando la quota di portata spillata è dunque possibile variare il rapporto di cogenerazione dell'impianto. Se $m_s=0$, l'impianto opera in ciclo semplice ed è in grado di fornire solo energia elettrica; aumentando m_s aumenta la quota di energia termica fornita all'utenza e diminuisce l'energia elettrica prodotta.

(25)

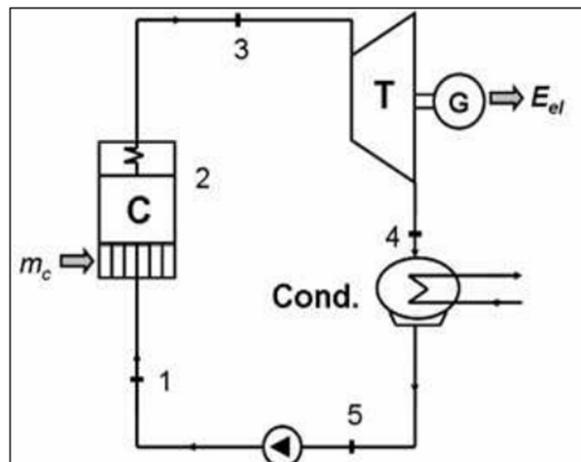


Figura 12. Schema funzionale Ciclo Rankine semplice (25).

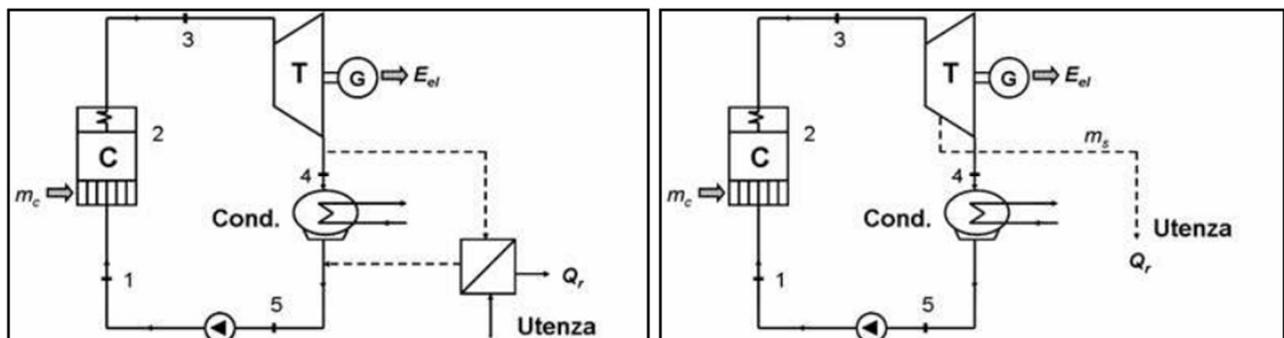


Figura 13. Schema funzionale ciclo Rankine con modifiche, a sinistra a contropressione a destra con spillamento (25).

Nel caso di impianti a vapore però non viene sfruttato calore di “scarto” in quanto viene impiegata una portata di vapore ancora utile per la produzione di energia elettrica. Dunque, l’applicazione di cogenerazione da impianti a vapore è limitata al settore industriale con potenze dell’ordine delle decine di MW. (25)

Negli impianti a vapore si può raggiungere un rendimento elettrico del 30% e un rendimento termico che può arrivare fino al 60%.

2.2.4 Cicli combinati

La realizzazione di un ciclo combinato deriva da alcune modifiche a partire da un ciclo di un impianto turbogas a ciclo semplice. La temperatura dei gas scaricati della turbina a gas è compatibile con le temperature massime di un impianto a vapore e possono essere usati per alimentare un generatore di vapore a recupero (HRSG, Heat Recovery Steam Generator), con cui

produrre vapore per alimentare una turbina a vapore, secondo lo schema di Figura 14. Infine, è possibile operare anche un ulteriore recupero del calore dei fumi in uscita dalla caldaia a recupero, per incrementare la produzione di energia termica.

In un impianto a ciclo combinato gas-vapore si osserva come, a parità di combustibile impiegato, l'energia elettrica generata è maggiore di quella che si otterrebbe da un turbogas in ciclo semplice, determinando un incremento nel rendimento globale del sistema; proprio per questo motivo i cicli combinati gas-vapore si stanno diffondendo parecchio, con rendimenti elettrici prossimi al 55%.

(25)

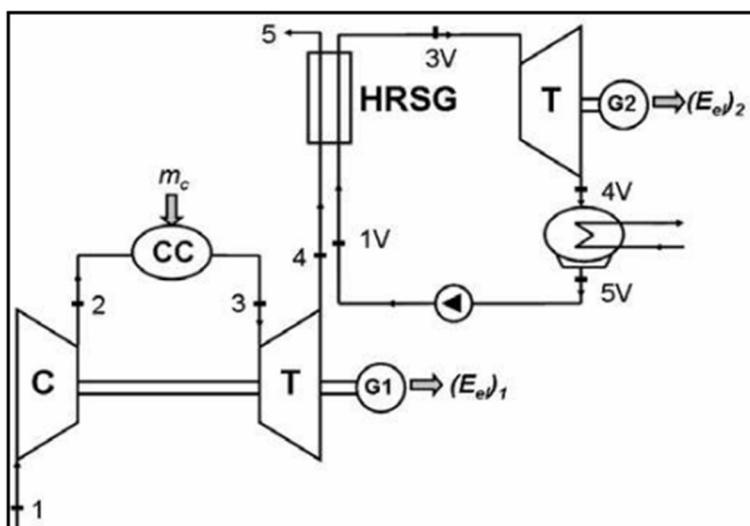


Figura 14. Schema funzionale ciclo combinato (25).

Le turbine a gas dell'ultima generazione, turbine di classe H e J, hanno temperature dei gas all'ingresso che raggiungono i 1400÷1500 °C, rendimenti dichiarati che superano il 40% in ciclo semplice e sono impiegate in cicli combinati con valori di efficienza che a regime raggiungono il 60%. I cicli combinati sono diffusi come impianti cogenerativi (CHP, Combined Heat and Power) nel settore industriale e civile nelle reti di teleriscaldamento. I combustibili utilizzabili nei cicli combinati sono i seguenti:

- gas naturale;
- syngas (in particolare su impianti associati a raffinerie);

- distillati (nafte, kerosene, gasolio). (27)

2.2.5 Ciclo Stirling

Il motore Stirling è un motore a ciclo chiuso, il fluido di lavoro (gas quale idrogeno, elio o azoto) è confinato all'interno di uno o più cilindri ed è sempre il medesimo gas a compiere il ciclo termodinamico ricevendo e cedendo calore a sorgenti esterne. (25)

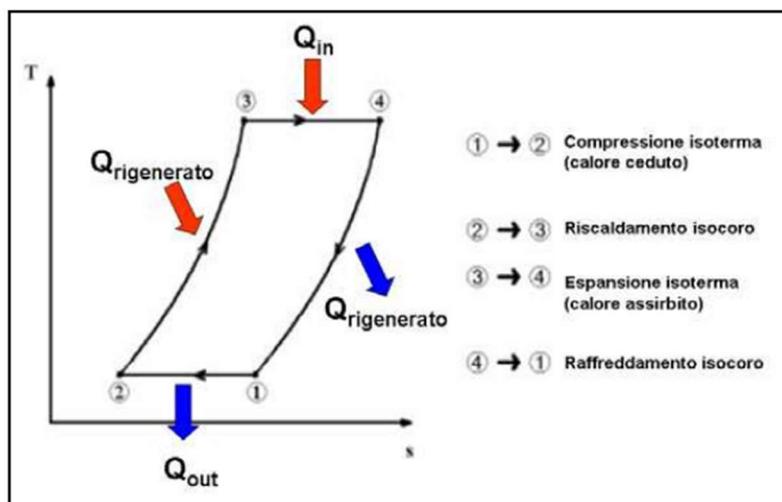


Figura 15. Ciclo Stirling (25).

In Figura 15 è mostrato il principio di funzionamento di un motore Stirling. Sono presenti due zone una fredda e una calda che, oltre a essere a temperature diverse sono anche a pressioni differenti, il trasferimento del calore Q_{in} (se assorbito) e Q_{out} (se ceduto) avviene tramite scambiatori di calore. Sono detti anche motori a combustione esterna poiché la camera di combustione è esterna al ciclo (25).

Le principali fasi del ciclo Stirling sono sintetizzate come segue:

- fase 1: il calore prodotto dalla combustione avvenuta all'esterno del motore viene ceduto alla camera calda (scambio con l'esterno);
- fase 2: i due pistoni si spostano contemporaneamente per operare una trasformazione isocora e il calore della camera calda viene ceduto al rigeneratore (scambio interno alla macchina);

- fase 3: il pistone della camera fredda si sposta verso sinistra comprimendo il gas che, per mantenere costante la propria temperatura, cede calore ad una sorgente esterna (scambio con l'esterno);
- fase 4: i due pistoni si spostano contemporaneamente per trasferire il gas dalla camera fredda alla camera calda, in questo modo il fluido recupera il calore accumulato nel rigeneratore (scambio interno alla macchina).

L'introduzione del calore nel ciclo avviene tramite uno scambiatore, dunque, è possibile impiegare qualsiasi tipologia di combustibile, inoltre, i prodotti della combustione non entrano in contatto diretto con le parti mobili della macchina. Un possibile impiego cogenerativo può avvenire recuperando calore dai prodotti della combustione e sottraendo il calore al motore nella fase 1-2 di Figura 15. Sul mercato si trovano con potenze tra 1 kWe e 50 kWe con rendimenti elettrici compresi tra il 12% per le più piccole unità al 30%. (25)

2.2.6 Celle a combustibile

“Le celle a combustibile (Fuel Cells, FC) sono dispositivi elettrochimici che convertono l'energia chimica direttamente in energia elettrica (e calore) attraverso reazioni di ossido-riduzione”. (28)

Il funzionamento è schematizzato in Figura 16, il combustibile ovvero l'idrogeno viene introdotto all'elettrodo negativo, anodo, dove si ossida e libera elettroni; gli elettroni si trasferiscono in un circuito esterno mentre gli ioni idrogeno attraverso l'elettrolita raggiungono il catodo. Qui gli elettroni vengono assorbiti dall'ossigeno che si riduce, l'ossigeno reagisce a sua volta con gli ioni idrogeno per produrre acqua. L'acqua viene prodotta al catodo nel caso di cella a combustibile che utilizza come elettrolita una membrana polimerica o acido fosforico altrimenti all'anodo nel caso di impiego di idrossido di potassio come elettrolita. Le condizioni operative come il valore della temperatura dipendono dalla tipologia dell'elettrolita. Per questo motivo si distinguono in due categorie: a bassa temperatura ($T < 130\text{ }^{\circ}\text{C}$), come le celle ad elettrolita alcalino e le celle a elettrolita polimerico (PEMFC), e ad alta temperatura ($600\text{ }^{\circ}\text{C} < T < 900\text{ }^{\circ}\text{C}$), come le celle a carbonati fusi (MCFC) e le celle ad ossidi solidi (SOFC). Il combustibile è l'idrogeno, ma possono essere utilizzati anche gli alcoli (PEM), gas naturale, idrocarburi più leggeri, gas provenienti da gassificazione di biomasse o da digestione anaerobica dei rifiuti (SOFC e MCFC). Le fuel cell sono modulari e scalabili e per questo trovano applicazione in tutti i settori. (28)

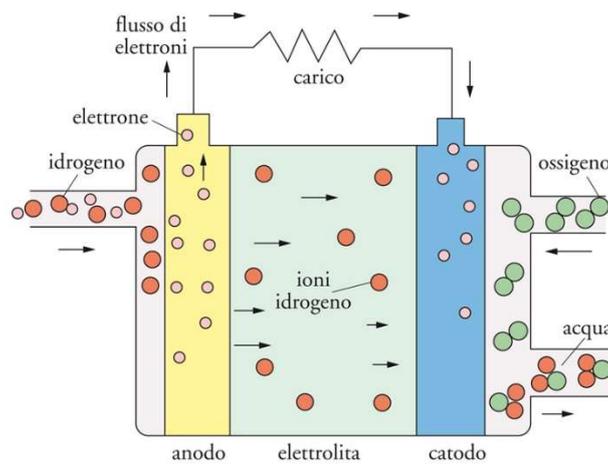


Figura 16 Cella a combustibile ad acido fosforico. (29)

Attraverso questo sistema avremo lavoro elettrico prodotto dal circuito esterno e il calore di reazione liberato da rimuovere può essere recuperato. Uno dei vantaggi è la conversione in energia elettrica senza passare dalla conversione dall'energia meccanica come nei motori tradizionali. Per questo motivo riescono a raggiungere efficienze di conversione molto elevate, tipicamente tra il 35 e il 60% di efficienza elettrica. (28)

Inoltre, le uniche emissioni prodotte sono acqua e calore, nella tabella della Figura 17 si possono confrontare le emissioni per le diverse tecnologie impiegate nella cogenerazione.

Settore Stazionario (cogenerazione commerciale)			
Tecnologia	Emissioni CO ₂ (kg/MWh tot)	Emissioni SO ₂ (g/MWh tot)	± % (rispetto convenzionale)
Convenzionale	270	7	-
Motore diesel	315	680	+16 %
MCI Gas Naturale	218	6	-19 %
FC SOFC Gas Naturale	145	0	-46 %
FC SOFC idrogeno (FER)	28		-89%

Figura 17 Confronto delle emissioni di CO₂ e SO₂ di diverse tecnologie (28).

2.2.7 Confronto tra i motori primi

Come si è potuto constatare dai paragrafi precedenti le tipologie di motori primi sono molteplici, qui di seguito si possono comprendere i criteri di selezione per le possibili applicazioni.

In particolare, la scelta si compie in base alla potenza elettrica richiesta oppure dal rapporto elettricità/calore (ovvero l'indice elettrico) o la temperatura di produzione di calore o la tipologia di combustibile. Se si prende in considerazione il secondo criterio dalla Figura 18 si nota che il ciclo combinato è la scelta che massimizza i valori dell'indice elettrico. (16)

La tecnologia a ciclo combinato è impiegata dunque in quelle utenze in cui la richiesta di energia elettrica è maggiore rispetto al fabbisogno di calore, oppure in impianti in cui l'obiettivo è esportare l'energia elettrica verso la rete. (19)

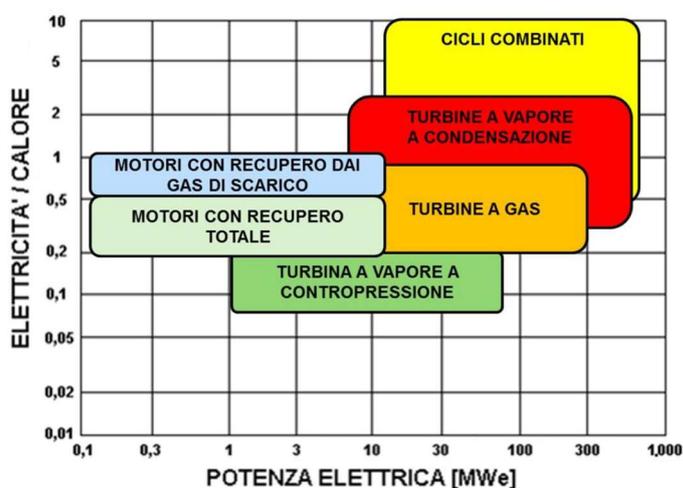


Figura 18 Valori indice elettrico per le tecnologie disponibili. (16)

Un altro vincolo che si può presentare per la scelta dei motori primi è la temperatura richiesta dall'utenza termica; come si osserva in Figura 19 il ciclo combinato fino a circa 150°C presenta in rendimento elettrico abbastanza costante. I motori a combustione interna sembrano ottimali per gli impianti di piccola-media taglia presentano infatti rendimenti elettrici alti e coprono un range ampio per la temperatura richiesta all'utenza. (26)

Le turbine a vapore si posizionano nelle zone dei grafici delle performance peggiori soprattutto riguardo al rendimento elettrico che presenta valori bassi. Quest'ultimo si abbassa all'aumento della temperatura in quanto la maggiore richiesta termica porta a compiere uno spillamento a pressione più elevata provocando un abbassamento della potenza elettrica generata dalle macchine. (26)

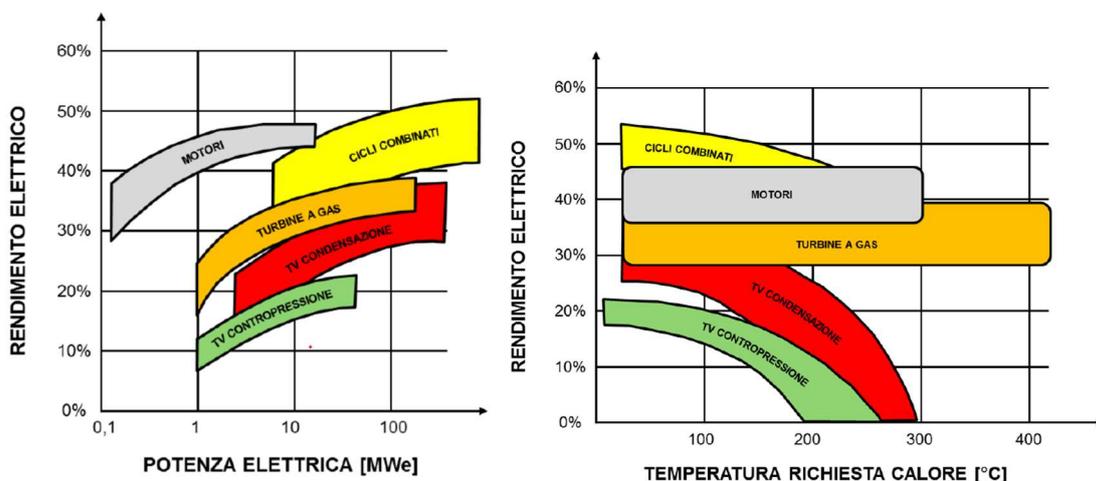


Figura 19 Altri criteri di scelta per i motori primi. (16)

Nel Grafico 1 vengono presentati i rendimenti elettrico e termico per ciascuna delle tecnologie di cogenerazione registrati per la produzione 2018. Le tecnologie prese in considerazione sono quelle definite dall' Allegato I Parte II della Direttiva 2012/27/UE: turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore (C.C.), turbina a vapore a contropressione (T.V.Cp.), turbina di condensazione a estrazione di vapore (T.V.Cd.), turbina a gas con recupero di calore (T.G.), motore a combustione interna (M.C.I.), microturbine a gas (M.T.G.), motori Stirling, pile a combustibile, motori a vapore, cicli Rankine a fluido organico e ogni altro tipo di tecnologia o combinazione di tecnologie che non rientra nelle definizioni precedenti (Altro).

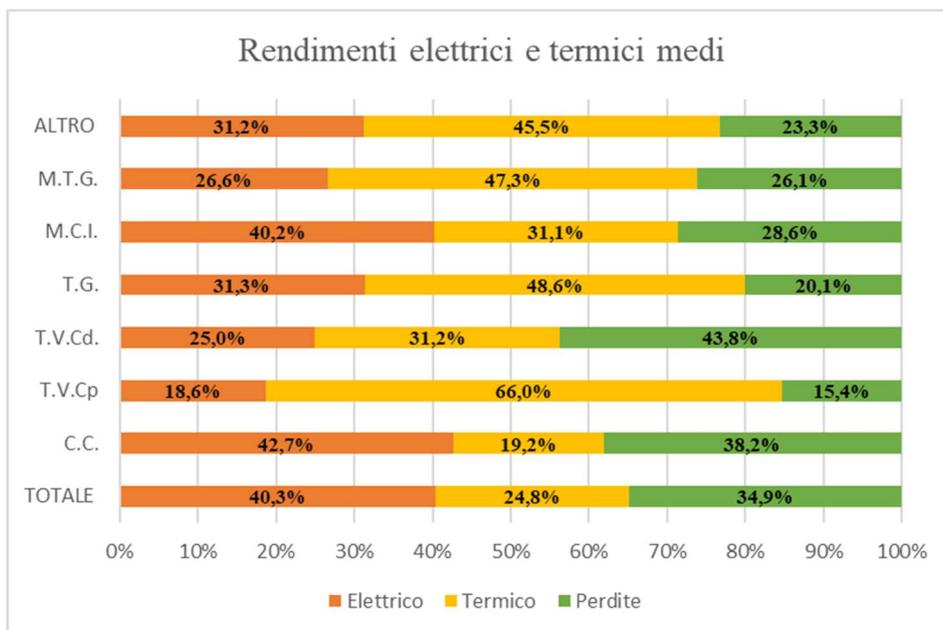


Grafico 1 Rendimenti elettrici e termici medi per ogni tecnologia dei motori primi. (19)

3. Quadro normativo

Si vuole ora riportare il quadro normativo che regola gli impianti cogenerativi e la procedura per il riconoscimento di impianto cogenerativo ad alto rendimento (CAR).

3.1 La direttiva 11 febbraio 2004 del Parlamento Europeo e del Consiglio, n.2004/8/CE

“La direttiva 11 febbraio 2004 del Parlamento Europeo e del Consiglio n. 2004/8/CE si prefigge l’obiettivo di accrescere l’efficienza energetica e migliorare la sicurezza dell’approvvigionamento dei combustibili creando un quadro per la promozione e lo sviluppo, nel mercato interno, della cosiddetta Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR), basata sulla domanda di calore utile e sul risparmio di energia primaria, tenendo conto delle specifiche situazioni nazionali”. (14)

Viene introdotto il concetto di “Calore utile” ovvero “il calore prodotto in un processo di cogenerazione per soddisfare una domanda economicamente giustificabile, cioè una domanda non superiore al fabbisogno di calore, che sarebbe altrimenti soddisfatta a condizioni di mercato mediante processi di generazione di energia termica diversi dalla cogenerazione”. (14)

La direttiva 2004/8/CE è stata attuata dal D.lgs. n.20 del 8 febbraio 2007 che stabilisce che un impianto fino al 31 dicembre 2010, viene riconosciuto come CAR in base ai requisiti definiti da ARERA (si veda l’art. 2, comma 8, del D.lgs. 16 marzo 1999, n. 79). Invece dal 1° gennaio 2011, la CAR deve rispettare i requisiti previsti dalla direttiva 2004/8/CE, utilizzando “un criterio basato sull’indice PES (Primary Energy Saving) che rappresenta il risparmio di energia primaria che la cogenerazione permette di ottenere rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica ed energia termica” (14).

Inoltre, il completo recepimento della suddetta Direttiva è avvenuto con il Decreto Ministeriale del 4 agosto 2011 che introduce nuovi criteri per stabilire se si tratta di impianti di cogenerazione ad alto rendimento (CAR).

Il DM 4 agosto 2011 riporta:

- “la produzione di energia elettrica da unità di produzione combinata di energia elettrica e calore con turbina a vapore a contropressione, turbina a gas con recupero termico,

motore a combustione interna, microturbine, motori Stirling e celle a combustibile è da ritenere interamente energia elettrica qualificabile come cogenerativa se dette unità presentano un rendimento di primo principio annuo almeno pari al 75%”; (14)

- “la produzione di energia elettrica da unità di produzione combinata di energia elettrica e calore a ciclo combinato con recupero di calore e con turbina a condensazione con estrazione di vapore è da ritenere interamente energia elettrica qualificabile come cogenerativa se dette unità presentano un rendimento di primo principio annuo almeno pari all’80%”. (14)

Se non rientrano nelle categorie esposte ovvero presentano rendimento di primo principio sotto al 75% e dell’80%, l’energia elettrica prodotta è separata in due contributi uno cogenerativo, uno non cogenerativo. Il primo corrisponde alla parte di energia elettrica prodotta se l’unità avesse un rendimento di primo principio pari a 75% o 80% (a parità di calore utile). Anche l’energia associata al combustibile è divisa in due contributi se non si rispettano le soglie dei rendimenti di cui sopra. Per definire la CAR ci si basa sull’indice PES, in particolare se il risparmio di energia primaria è almeno del 10% può essere considerato CAR. I valori di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica e di calore per il calcolo e la verifica dell’indice PES sono presenti nel Regolamento delegato (UE) 2015/2402 della Commissione del 12 ottobre 2015. (14)

La direttiva 2004/8/CE è stata abrogata dalla direttiva 2012/27/UE sull’efficienza energetica. (14)

3.2 Decreto legislativo 3 marzo 2011, n.28

“Il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 in attuazione della direttiva 2009/28/CE e nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge 4 giugno 2010, n. 96 definisce gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e di quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti”. (14)

Per gli impianti di cogenerazione con entrata in esercizio tra il 1° aprile 1999 e l’8 febbraio 2007 è previsto un incentivo (comma 4, art. 29) se non hanno diritto ai Certificati Verdi o ad altri incentivi introdotti con art. 30, comma 11, della Legge 23 luglio 2009, n. 99.

3.3 Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011 e le Linee Guida per la sua applicazione

Tale decreto “stabilisce le condizioni e le procedure per l’accesso della cogenerazione al regime di sostegno”. (14)

Se le unità di cogenerazione sono riconosciute CAR possono ricevere i Titoli di Efficienza Energetica o Certificati Bianchi di tipologia II, la quantità è proporzionale al risparmio energetico conseguito (RISP). (14)

Il Ministero dello Sviluppo Economico con l’obiettivo di mostrare la metodologia di calcolo per il riconoscimento CAR e il numero di CB ha pubblicato le “Linee Guida per l’applicazione del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)”. Le due parti in cui è suddiviso il documento sono:

- “Procedura per ottenere la qualifica di CAR e calcolo delle relative grandezze”;
- “Individuazione dei parametri di un impianto di cogenerazione che concorrono nella definizione di CAR”. (14)

Infine, i valori di rendimento di riferimento rispetto alla tipologia di combustibile presenti nel decreto sono stati poi rivisti dal Regolamento delegato (UE) 2015/2402, si applicano a partire dal 2016. Altre variazioni riguardano l’utilizzo dei fattori correttivi per le condizioni climatiche e la classificazione dei combustibili. (14)

Si precisa che nel capitolo seguente vengono fornite in dettaglio le procedure da effettuare.

3.4 Decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102

Il D.lgs. 4 luglio 2014, n. 102 attua la Direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica (*Energy Efficiency Directive - EED*). In seguito alla nuova Direttiva 2018/2002/UE (*Energy Efficiency Directive – EED II*) è stato modificato dal D.lgs. 14 luglio 2020 n. 73, e illustra i target al 2020 in materia di risparmio energetico per l’Italia.

Tali obiettivi nazionali (si veda l’art. 3 del D.lgs. n. 102/2014) riguardano la diminuzione dei consumi di energia primaria di 20 milioni di Mtep (entro il 2020) e la riduzione dei consumi di

circa il 43% di energia primaria e di circa 39,7% di energia di finale entro il 2030. In questo contesto i CB hanno un ruolo strategico come meccanismo per il raggiungimento degli obiettivi. (30)

3.5 Decreto del Ministero dello sviluppo economico 4 agosto 2016

“Il Decreto del Ministero dello sviluppo economico 4 agosto 2016, in attuazione del comma 11-quinquies dell’articolo 38 del DL 133/2014, definisce condizioni e modalità per il riconoscimento di una maggiore valorizzazione dell’energia da CAR, ottenuta a seguito della riconversione di esistenti impianti a bioliquidi sostenibili che alimentano siti industriali o artigianali”. (14)

Le riconversioni riguardano:

- impianti a bioliquidi cogenerativi in cui viene sostituito il combustibile (tipologia a);
- impianti a bioliquidi non cogenerativi in cui oltre a sostituire il combustibile si procede a rendere l’impianto cogenerativo (tipologia b);
- impianti che vengono totalmente smantellati in favore di un nuovo impianto cogenerativo alimentato da combustibile differente (tipologia c).

Per i requisiti di accesso e il calcolo del RISP si segue quanto stabilito dal DM 5 settembre 2011, per il calcolo del numero dei CB si impiegano i coefficienti riportati all’art. 4, comma 2 del DM 4 agosto 2016. (14)

3.6 Decreto ministeriale 11 gennaio 2017

Art. 1 si legge: “Il presente decreto stabilisce i criteri, le condizioni e le modalità di realizzazione dei progetti di efficienza energetica negli usi finali, per l’accesso al meccanismo dei Certificati Bianchi.”

In particolare: “

- a) determina gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere conseguiti negli anni dal 2017 al 2020 attraverso il meccanismo dei Certificati Bianchi, in coerenza con gli obiettivi nazionali di efficienza energetica e in coordinamento con gli altri strumenti di sostegno e promozione dell’efficienza energetica;

- b) determina gli obblighi annui di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia a carico dei distributori di energia elettrica e di gas nel periodo tra il 2017 e il 2020; 5
- c) stabilisce, ai sensi dell'articolo 7, comma 5 del decreto legislativo n. 102 del 2014, le nuove Linee Guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione dei progetti di efficienza energetica e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei Certificati Bianchi;
- d) definisce la metodologia di valutazione e certificazione dei risparmi conseguiti e le modalità di riconoscimento dei Certificati Bianchi;
- e) individua i soggetti che possono essere ammessi al meccanismo dei Certificati Bianchi e le modalità di accesso allo stesso;
- f) introduce misure per potenziare l'efficacia complessiva del meccanismo dei Certificati Bianchi, anche mediante forme di semplificazione amministrativa;
- g) introduce misure volte a favorire l'adempimento degli obblighi previsti;
- h) aggiorna le disposizioni in materia di controllo e verifica dell'esecuzione tecnica ed amministrativa dei progetti ammessi al meccanismo dei Certificati Bianchi ed il relativo regime sanzionatorio. “

A quanto detto sopra sono state apportate modifiche tramite il D.M 10 maggio 2018 in materia dei “criteri di determinazione del contributo tariffario”, il Decreto direttoriale 30 aprile 2019 e il Decreto del 21 maggio 2021. Queste correzioni sono state effettuate poiché il decreto ministeriale del 2017 non è risultato esaustivo in materia di procedure da seguire con la conseguente diminuzione delle pratiche presentate. (16)

3.7 Impianti CAR (Cogenerazione ad alto rendimento)

Il DM 21 dicembre 2007 ha definito soggetti obbligati i distributori di energia elettrica e di gas naturale con almeno 50000 clienti finali allacciati. (16)

Il numero dei titoli approvati dal GSE è pari al valore della riduzione dei consumi conseguiti agli interventi, in particolare si ha che 1 TEE è pari a 1 TEP di energia primaria risparmiata. Questi vanno presentati al GSE entro il 31 maggio di ogni anno, quest'ultimo verifica se sono stati raggiunti gli obiettivi del risparmio energetico in caso contrario procede con sanzioni. (16)

I costi che devono sostenere i soggetti obbligati sono in parte coperti dalle risorse provenienti dalle sanzioni e in parte tramite due contributi tariffari presenti in bolletta dell'energia elettrica e del gas naturale. (30)

Attraverso i TEE si certifica l'attuazione degli interventi e progetti di efficientamento energetico. (16)

I TEE sono di cinque tipi:

- *Tipo I* a seguito di interventi che riducano i consumi finali di energia elettrica;
- *Tipo II* a seguito di interventi che riducano i consumi finali di gas naturale;
- *Tipo III* a seguito di risparmi di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, non nel settore trasporti;
- *Tipo IV* a seguito di risparmi di energia primaria diverse dall'elettricità e dal gas naturale, nel settore trasporti
- *Tipo II CAR* a seguito di risparmi di energia primaria, da impianti cogenerativi ad alto rendimento (CAR). (16)

Si pone ora l'attenzione sull'ultima categoria andando a trattare gli impianti CAR.

Le unità di cogenerazione riconosciute come CAR hanno alcuni benefici come la priorità del dispacciamento dell'energia elettrica (se quella prodotta con CAR è pari o maggiore del 50% del totale), l'accesso al servizio di Scambio sul Posto, alle agevolazioni fiscali sull'accisa del gas metano e al meccanismo dei TEE e l'esenzione dal pagamento degli oneri generali di sistema. (16)

La definizione di Cogenerazione ad Alto Rendimento prevede la valutazione annuale del risparmio di energia primaria (PES). (14)

Quest'ultima grandezza, il PES, se assume un valore maggiore del 10% per gli impianti di almeno 1 MWe e maggiore di 0 per gli impianti di piccola taglia inferiori a 1 MWe allora l'impianto si può definire CAR. La procedura di calcolo del PES può essere suddivisa sinteticamente nelle seguenti quattro fasi, in Figura 20 vi è uno schema con i passaggi da seguire:

1. Individuazione dell'unità di cogenerazione;
2. calcolo del rendimento globale della suddetta unità;
3. calcolo dell'energia elettrica da cogenerazione (dimensionamento dell'unità virtuale);
4. calcolo del risparmio di energia primaria (PES). (16)

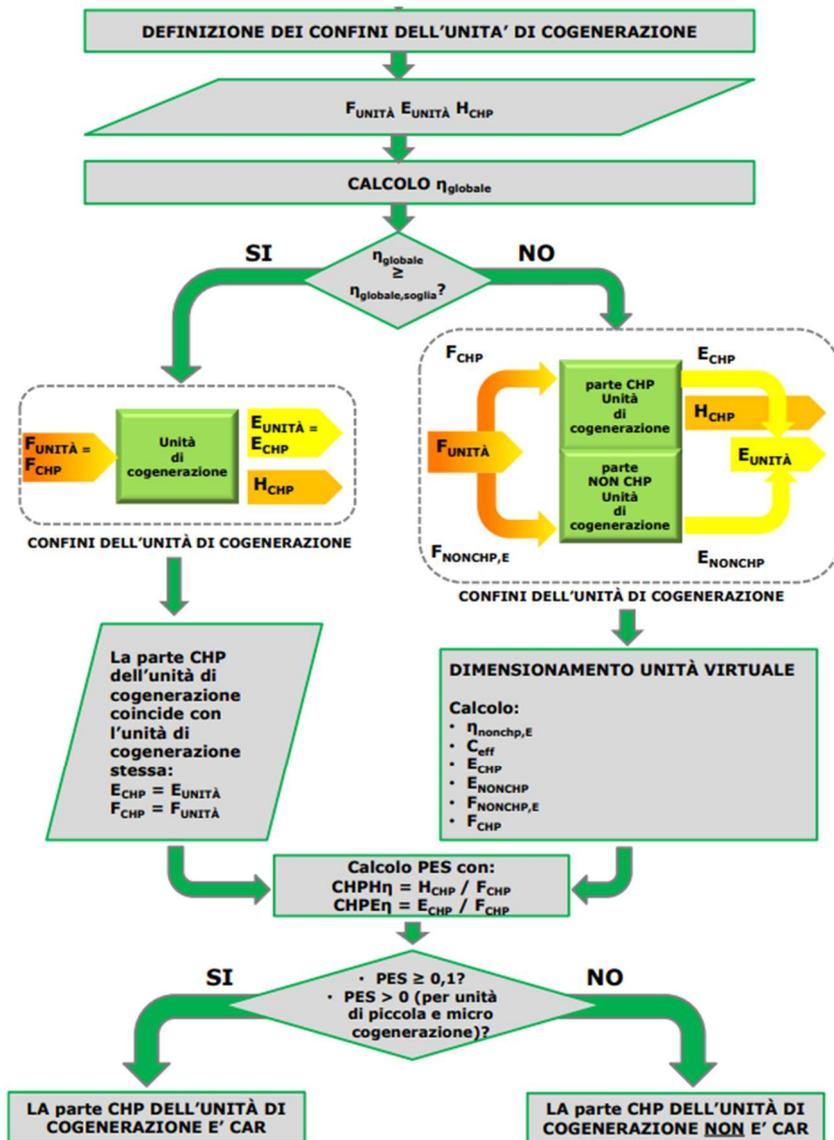


Figura 20 Sintesi procedura calcolo del PES. (14)

Ai sensi dell'art. 2, comma 1, lettera a) del DM 5 settembre 2011, l'unità di cogenerazione è definita come: "parte di un impianto di cogenerazione che, in condizioni ordinarie di esercizio, funziona indipendentemente da ogni altra parte dell'impianto di cogenerazione stesso".

Dopo aver definito l'unità di cogenerazione si procede con il calcolo del rendimento globale.

Il rendimento globale è pari al seguente rapporto:

$$\eta_{\text{globale,unit\`a}} = \frac{E_{\text{unit\`a}} + H_{\text{chp}}}{F_{\text{unit\`a}}} \geq 75\% \text{ o } 80\% \text{ dove:}$$

- $E_{\text{unit\`a}}$ è l'energia elettrica lorda misurata ai morsetti del generatore;

- H_{chp} è l'energia termica prodotta dall'unità ovvero il calore utilizzato nei processi industriali, per il riscaldamento o il raffrescamento di ambienti;
- $F_{unit\grave{a}}$ è l'energia termica connessa al combustibile di alimentazione sfruttata dall'unità di cogenerazione per la produzione di energia elettrica e calore. (16)

Il rendimento globale di soglia è pari al 75% o all'80% in base alla tipologia di unità, così come descritto nella Figura 21.

$\eta_{globale} \geq 0,75$	$\eta_{globale} \geq 0,80$
Turbina a vapore a controcompressione	Turbina a gas a ciclo combinato con recupero di calore
Turbina a gas con recupero di calore	
Motore a combustione interna	
Microturbine	
Motori Stirling	Turbina a condensazione con estrazione di vapore
Pile a combustibile	
Motori a vapore	
Cicli Rankine a fluido organico	
Ogni altra tecnologia o combinazioni di tecnologie che non includono turbine a condensazione con estrazione di vapore	Ogni altra tecnologia o combinazioni di tecnologie che includono turbine a condensazione con estrazione di vapore

Figura 21. Tabella rendimenti globali per le tipologie di unità (14).

Nel caso in cui si verifichi che il valore del rendimento globale sia inferiore al valore di soglia ($\eta_{globale,unit\grave{a}} < \eta_{globale,soglia}$) l'unità viene divisa in due parti, una che funziona in assetto cogenerativo (unità virtuale) e una parte non CHP. Dato il calore utile cogenerato (H_{chp}), l'unità virtuale genera energia elettrica E_{chp} consumando una quantità di energia di alimentazione F_{chp} , in modo da avere un rendimento globale pari al valore di soglia previsto dalla normativa. Il procedimento di calcolo prevede: nota l'energia termica utile prodotta in cogenerazione (H_{chp}), dopo aver determinato l'energia elettrica (E_{chp}) e di alimentazione (F_{chp}), in regime di cogenerazione, viene calcolato il "Rapporto effettivo tra energia prodotta e calore (C_{eff})": $C_{eff} = \frac{\eta_{nonchpE}}{\eta_{globale,soglia} - \eta_{nonchpE}}$. (14)

La formula di calcolo del risparmio di energia primaria, presentata nell' Allegato III del DM 4 agosto 2011 è la seguente:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{CHPH\eta}{RefH\eta} + \frac{CHPE\eta}{RefE\eta}} \right) * 100\%$$

In cui $CHPH\eta$ è il rapporto tra H_{chp} e F_{chp} , $CHPE\eta$ è il rapporto tra E_{chp} e F_{chp} , $RefH\eta$ è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di calore ed infine $RefE\eta$ è il valore di rendimento di riferimento per la produzione separata di energia elettrica.

Con la formula precedentemente presentata si può ottenere il risparmio di energia primaria da una configurazione separata, facendo riferimento ai due rendimenti $RefH\eta$ e $RefE\eta$, rispetto ad un assetto cogenerativo a parità E_{chp} e H_{chp} . (14)

L'art. 4 del DM 5 settembre 2011 indica il diritto alle unità CAR di ricevere i Certificati Bianchi, il cui numero è funzione del risparmio di energia primaria realizzato ottenuto come segue:

$$RISP = \frac{E_{chp}}{\eta_{ERIF}} + \frac{H_{chp}}{\eta_{TRIF}} - F_{chp}$$

dove:

- RISP è il risparmio di energia primaria, espresso in MWh;
- E_{chp} è l'energia elettrica prodotta dall'unità di cogenerazione;
- H_{chp} è il calore utile prodotto dall'unità di cogenerazione;
- F_{chp} è l'energia di alimentazione consumata dell'unità di cogenerazione;
- η_{TRIF} è "il rendimento medio convenzionale del parco di produzione termico italiano", assunto pari a:
 - 0,82 per l'utilizzo diretto dei gas di scarico;
 - 0,90 per la produzione di acqua calda/vapore;

Si sottolinea come, nel caso di produzione di H_{chp} destinato ad entrambe le modalità di utilizzo presso l'area di consumo, il valore di $\eta_{TRIF,eq}$ debba essere calcolato come media ponderale dei η_{TRIF} relativi alle due modalità di utilizzo del calore utile, basata sul valore percentuale di ciascuna modalità di utilizzo rispetto al valore totale di H_{chp} ;

- η_{ERIF} è "il rendimento medio convenzionale del parco di produzione elettrica italiano", assunto pari a 0,46 poi corretto con dei coefficienti in base alla tensione di allacciamento, della quantità di energia consumata in loco e della quantità di energia esportata verso la

rete secondo le modalità di calcolo riportate nell'Allegato IV al "Regolamento Delegato (UE) 2015/2402 della Commissione del 12 Ottobre 2015".

Ottenuto il valore di RISP è possibile calcolare il numero di Certificati Bianchi che è pari a:

$$CB = RISP * 0,086 * K$$

dove:

- K è un coefficiente di armonizzazione il cui valore cambia al variare della potenza dell'unità di cogenerazione. (14)

4. Impianto di Cogenerazione presso la Michelin di Cuneo

Il nuovo impianto di cogenerazione ad alto rendimento è proprietà di FENICE, società del gruppo EDISON ed è realizzato all'interno dello Stabilimento industriale MICHELIN di Cuneo ad un'altitudine di 480 m s.l.m. con temperatura ambiente con un minimo di -15°C e un max 35°C . La Società Fenice è incaricata della progettazione, installazione e manutenzione e gestione dell'impianto. Questo impianto si trova in un'area nella parte nord-ovest dello stabilimento industriale e ha come scopo la fornitura di energia elettrica, vapore a bassa e a media pressione e acqua calda destinata sia alle utenze di stabilimento sia alla produzione di freddo mediante l'assorbitore.

L'area di interesse copre complessivamente circa 8.200 m^2 per la zona indicata per la costruzione dell'impianto di cogenerazione compresa delle aree per la circolazione dei mezzi a cui si sommano circa 250 m^2 necessari per il nuovo impianto produzione acqua refrigerata. (31)

Il terreno "secondo quanto riportato nel Piano Regolatore Generale Approvato con Deliberazione Giunta Regionale n. 40-9137 del 07 luglio 2008 e pubblicato sul Bollettino Ufficiale Regione Piemonte n.29 del 17 luglio 200, è stato categorizzato come TC7, "Tessuti per attività produttive"". (12)

Come scritto in precedenza l'assetto trigenerativo permette di garantire una produzione continua di energia elettrica, vapore a MP prodotto dai generatori a recupero sfruttando il recupero termico dei fumi di combustione, dalla caldaia a biomassa e dalle caldaie gas naturale di integrazione, vapore BP ricavato da una parte del vapore MP, acqua calda a $90-75^{\circ}\text{C}$ prodotta tramite il recupero di calore dal circuito di raffreddamento HT dei motori per l'utilizzo dalle utenze di stabilimento nella stagione invernale o per la produzione di acqua refrigerata $7-12^{\circ}\text{C}$ tramite un gruppo frigo ad assorbimento nella stagione estiva, acqua demineralizzata per gli utilizzi interni dello stabilimento Michelin e gas naturale per gli utilizzi interni dello stabilimento Michelin. I flussi di materia ed energetici entranti/uscenti dalla centrale e dallo stabilimento sono riassunti in Figura 22. (31)

Lo stabilimento Michelin è connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in alta tensione a 132 kV, mediante una sottostazione ubicata nell'area sud-ovest dello stabilimento stesso; in aggiunta sono presenti anche delle cabine elettriche di distribuzione MT/BT per i vari reparti. (31)

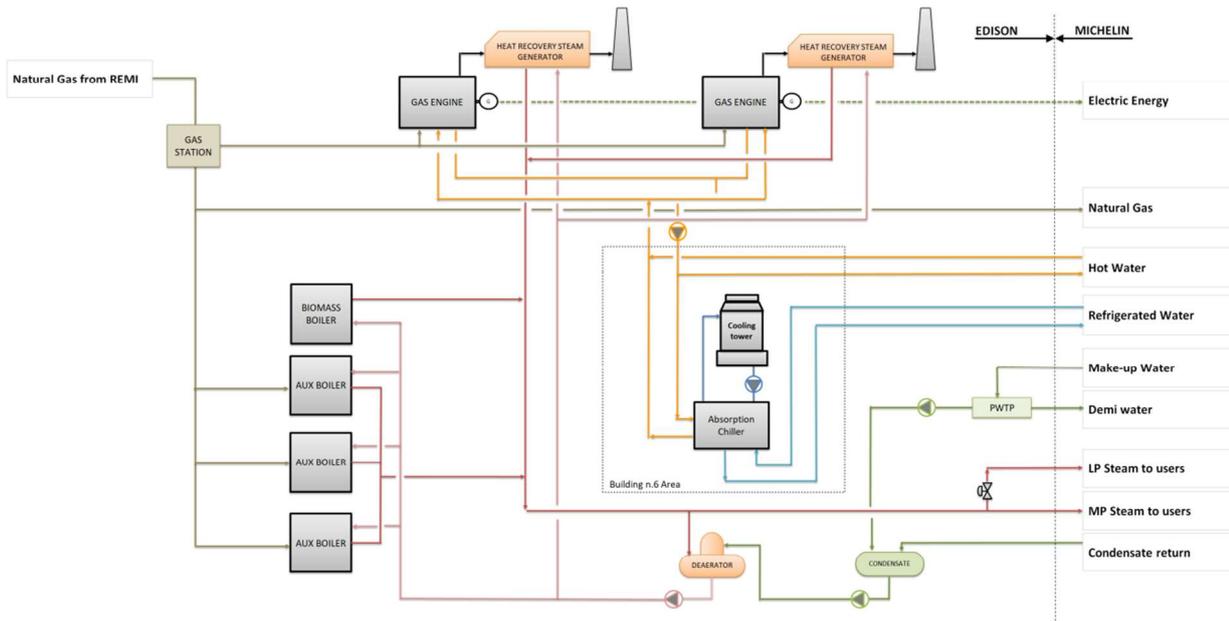


Figura 22 Schema dei flussi dell'Impianto. (31)

Nella Figura 23 il polo freddo si trova nella parte in basso a destra, nella parte a sinistra si trova il polo cogenerativo.

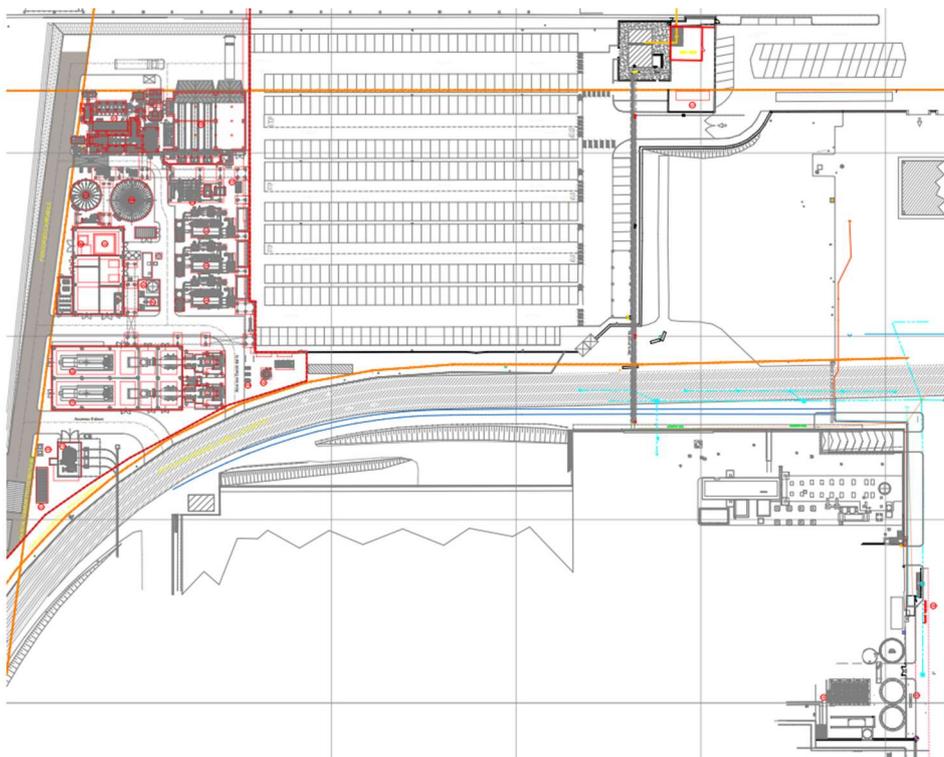


Figura 23 Planimetria impianto di trigenerazione.

In Figura 24 è visibile il polo di cogenerazione, racchiuso nell'ellisse azzurra si trova il fabbricato in cui sono presenti i motori endotermici sulla sinistra e i due GVR nella parte a destra. Nel riquadro verde sono inclusi i tre generatori di vapore ausiliari, infine in quello rosso sono presenti i generatori di vapore a biomassa.

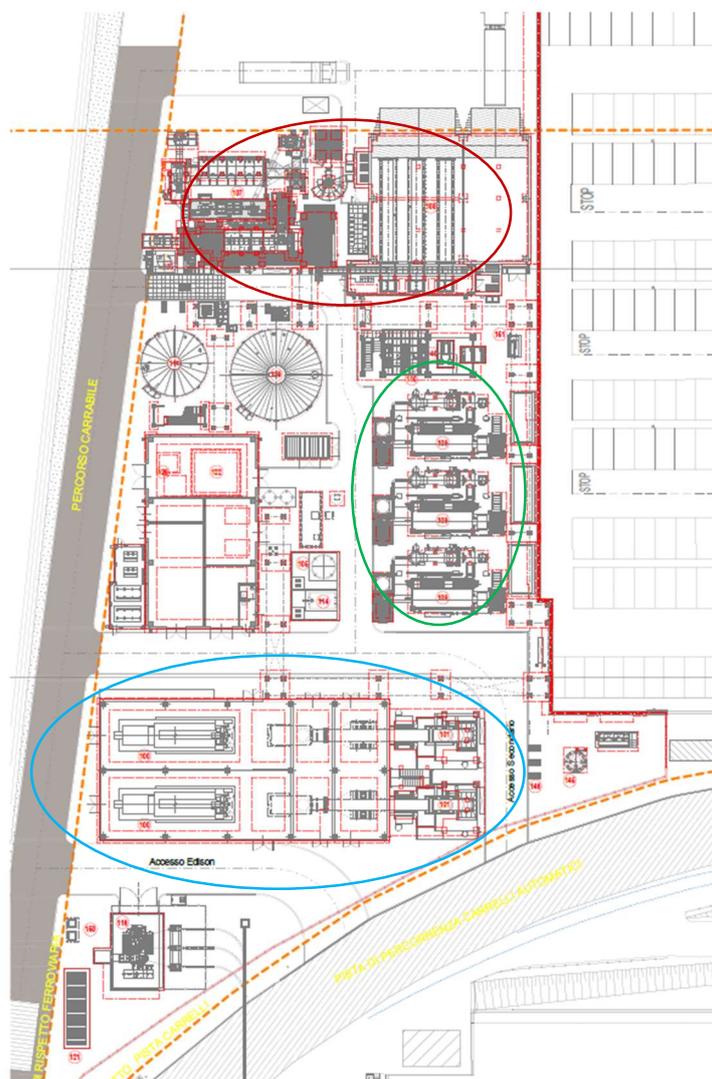


Figura 24 Planimetria sul polo di cogenerazione.

Prima della costruzione di questa nuova centrale i fabbisogni dello stabilimento erano soddisfatti da una centrale di taglia superiore rispetto alle reali esigenze della Michelin. Il nuovo impianto è stato dimensionato sulla base dei consumi e dei fabbisogni energetici effettivi dello Stabilimento

nel periodo 2018-2019 con evoluzioni future al 2023 con l'obiettivo di ridurre l'impatto ambientale. (31)

Infatti, se si confrontano le emissioni tra l'impianto di nuova costruzione, ipotizzando un assetto conservativo (a pieno carico e a massimo regime), con l'assetto attuale risultano inferiori; in particolar modo il valore degli NO_x passa dai 177 t/anno a 94 t/anno. (12)

Prima del nuovo impianto lo stabilimento Michelin autoproduceva solo una parte del fabbisogno con un ciclo combinato cogenerativo tramite una turbina a gas (TG), un generatore di vapore a recupero (GVR), un generatore vapore (GVA) a media pressione, un generatore vapore (GVA) ad alta pressione di potenza termica nominale in ingresso è pari a 165 MWt (di proprietà della Società ENGIE Servizi S.p.A.). (31)

Il nuovo assetto vede impiegato un impianto di trigenerazione. La Delta-ti è stata incaricata della fornitura della centrale di cogenerazione (Figura 25) che prevede un impianto cogenerativo composto da due motori endotermici a gas con relativi generatori sincroni con l'obiettivo di produrre 10÷12 MWe ciascuno a cui si affiancano due generatori di vapore a recupero (GVR) per la produzione di circa 5 t/h (cad.) di vapore MP (22 barg, 250°C).

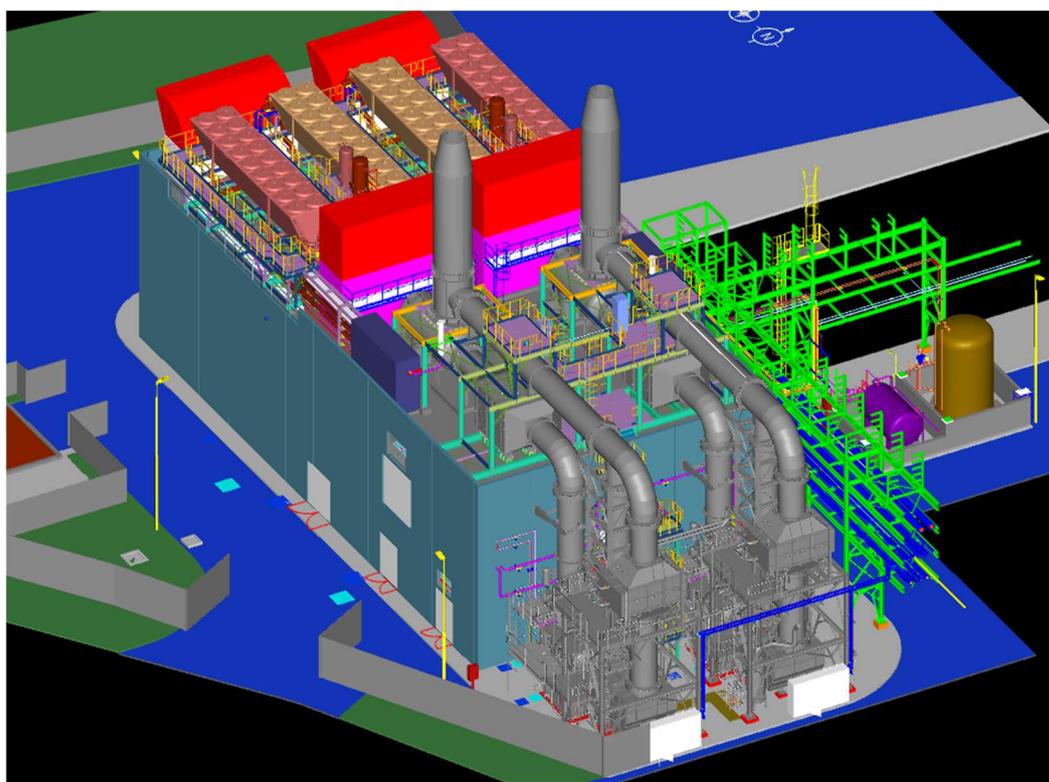


Figura 25 Vista prefabbricato dei locali motore.

Per la produzione di acqua calda si impiegano due scambiatori di calore con disaccoppiamento da circa 4 MWt ciascuno. In ausilio alla produzione di vapore si utilizza una caldaia a biomassa per circa 8 t/h di vapore MP (22 barg, 250°C), e tre caldaie ausiliarie, alimentate a gas naturale, per la produzione di circa 30 t/h (cad.) di vapore MP come integrazione e riserva. Nel box sottostante vengono riassunte le potenze in gioco nelle unità presenti.

Unità di trigenerazione (Motori)	
Potenza elettrica lorda	~ 24000 kW (totale per 2 motori)
Potenza termica immessa come combustibile	~ 51400 kWt (totale per 2 motori)
Impiego calore da circuito fumi	~ 10000 kWt (totale per 2 motori)
Temperatura fumi in uscita HRSG	~ 130°C
Impiego calore da recupero motore	~ 8000 kWt (totale per 2 motori)
Potenza frigorifera producibile	~ 4000 kWf
Caldaia a biomassa (GVB)	
Potenza termica immessa come combustibile	~ 7100 kWt
Produzione vapore nominale	~ 8 t/h
Caldaie ausiliarie a gas (GVA)	
Potenza termica immessa come combustibile	~ 80400 kWt
Produzione vapore nominale	~ 90 t/h (totale per 3 GVA)

Figura 26 Potenze in gioco delle unità presenti nell'impianto. (31)

Per reintegrare l'impianto e per l'impianto Michelin è previsto un sistema di trattamento acque primarie per la produzione dell'acqua demineralizzata. A completare la produzione di energia per l'abbattimento delle emissioni interviene anche un impianto fotovoltaico (0,79 MWp) installato su pensilina nel parcheggio interno in zona nord-ovest dello stabilimento Michelin, un impianto fotovoltaico (0,34 MWp) installato su pensilina nel parcheggio interno in zona sud-ovest dello stabilimento Michelin e un impianto fotovoltaico (0,92 MWp) installato su tracker monoassiali in zona sud-est dello stabilimento Michelin.

La caldaia a biomassa è alimentata con biomassa legnosa (cippato). Il generatore di vapore dell'impianto a biomassa produrrà circa 8 t/h di vapore MP (23 bar, 250°C), consumando 60 t/giorno. L'utilizzo della biomassa solleva il problema della reale sostenibilità della materia prima,

in particolare sul loro approvvigionamento e origine in quanto se non viene prodotta vicino all'impianto bisogna tener conto dell'inquinamento dovuto al trasporto ad esempio. Nel caso studio si utilizza biomassa (cippato di legno) la cui fornitura avviene quasi a km zero, la materia prima dista in media infatti 30 km dalla sede Michelin. Si può considerare una filiera sostenibile poiché si utilizza materiale di scarto derivante dalla manutenzione dei boschi e foreste. Per non realizzare una grande area di stoccaggio vicino alla Michelin si utilizza un centro logistico e di lavorazione Edison di Busca (Cuneo) nel sito dell'Impianto si conserva solo la quantità necessaria per il funzionamento della caldaia. (31)

La modalità di esercizio è la seguente. Durante il normale funzionamento, la priorità è assegnata alle unità di cogenerazione e alla caldaia a biomassa, così da privilegiare le fonti di produzione di energia più efficienti e rinnovabili. Le caldaie ausiliarie a gas consentono l'integrazione e il backup della produzione vapore. In particolare, il fabbisogno di base di vapore di Michelin è coperto dalla produzione delle due unità di cogenerazione, della caldaia a biomassa e di una delle tre caldaie ausiliarie. Nei periodi di maggior richiesta di vapore, soprattutto nel periodo invernale, si aggiunge una seconda caldaia ausiliaria, aumentando la produzione di energia termica e per sopperire le potenze di picco richieste anche la terza. Le caldaie ausiliarie sono dunque tre da circa 30 t/h cad. di vapore MP a 23 barg e 250°C) ciascuna alimentata con gas naturale. (31)

Come detto in precedenza sono presenti due generatori di vapore a recupero che utilizzano il calore presente nei fumi prodotti da due motori endotermici di tipo alternativo (a quattro tempi a ciclo Otto) ad accensione comandata. Tali motori sono collegati ciascuno ad un generatore sincrono trifase con potenza attiva nominale di circa 12 MWe a P. F=1 e potenza apparente nominale di circa 15 MVA a P. F =0.8 con velocità di 750-1000 rpm. Inoltre, per far sì che la combustione sia più ottimale possibile, limitando così i prodotti inquinanti, vi è un sistema di controllo integrato per regolare le dosature e l'accensione di ogni cilindro. (31)

I motori sono posizionati in due locali separati dell'edificio di Centrale, in prefabbricato in calcestruzzo armato con dimensioni indicative di circa 36x17 metri (Figura 27). L'edificio in questione è dotato di un apposito sistema di ventilazione, comprensivo della filtrazione. La dissipazione del calore generato dai due motori, è garantito da degli air coolers posizionati sulla copertura della Centrale. L'impianto prevede inoltre un sistema di recupero calore dai fumi con generatore di vapore a recupero, economizzatori e canali da fumo con il relativo sistema SCR e catalizzatore CO dotato di sistema di stoccaggio e dosaggio urea.

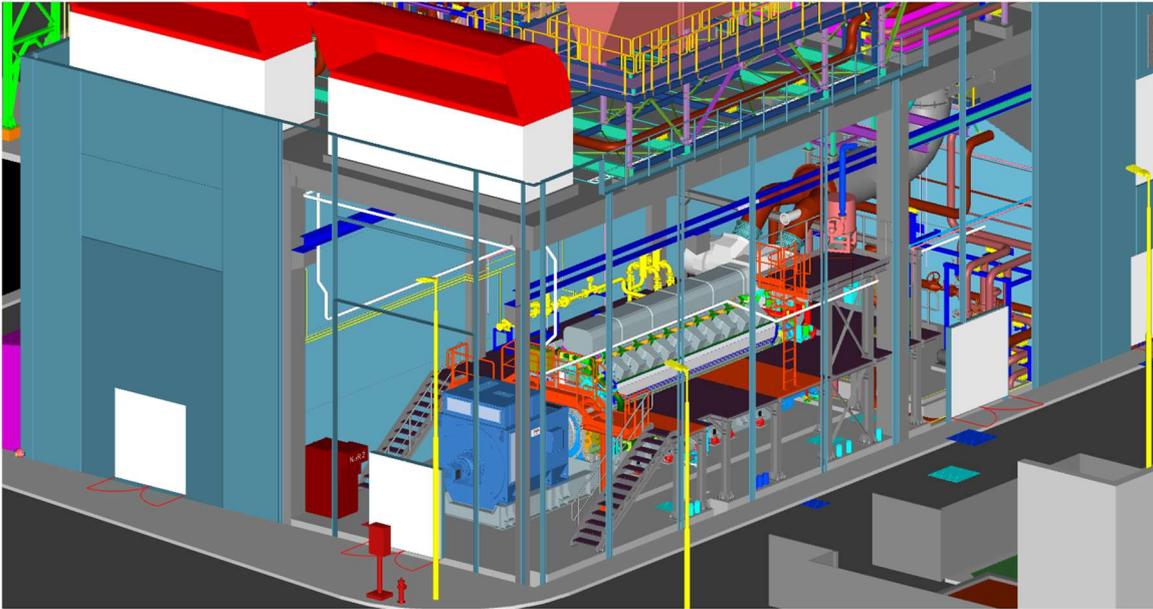


Figura 27 Vista sala motori 2.

L'impianto è servito da diversi circuiti in cui scorrono tipologie di fluidi differenti, nei seguenti capitoli si approfondiranno le caratteristiche di queste linee. In particolare, nei due circuiti di raffreddamento scorre acqua glicolata con 30% di glicole propilenico.

Se da un lato il glicole apporta benefici come il miglioramento dell'acqua a basse temperature, dall'altro potrebbe provocare degli inconvenienti. Infatti, il glicole propilenico (atossico) ed etilenico (tossico), con una percentuale inferiore a circa 35% in volume, se ossidato potrebbe provocare la formazione di acidi organici aggressivi sui materiali metallici. In percentuali maggiori al 35% non si ha il problema dell'ossidazione ma aumenta la viscosità, parametro che potrebbe influenzare il funzionamento della pompa. Per ovviare a questo problema si integra la soluzione con degli inibitori di corrosione mantenendo la percentuale di glicole al di sotto del 33-35%. (32)

Le descrizioni presenti nel Capitolo 5, che non presentano informazioni sulla fonte, sono prese da alcuni documenti consultati durante in periodo di tirocinio si tratta dei documenti: "C330NPCK600_BOP_MOTORI_HAZOP REPORT_Rev2_NA", "C330RFCK600_02_Relazione generale BOPM con descrizione funzionale - 2023-06-05_AEN" e "C330RQ3M004_1_SPECIFICA TECNICA FORNITURA IN OPERA IMPIANTI AUSILIARI DI N.2 COGENERATORI".

4.1 Circuiti di raffreddamento (LT-HT)

Il primo circuito di cui si vogliono presentare le caratteristiche è il circuito di raffreddamento a bassa temperatura (LT) che sarà oggetto di approfondimento nel capitolo 5, in seguito si esplorano le peculiarità del circuito di raffreddamento ad alta temperatura (HT).

Il circuito acqua glicolata LT raffredda il genset nella sua zona a bassa temperatura con 52LT Charge Air Cooler (CAC) e il circuito dell'olio di lubrificazione attraverso lo scambiatore 50LO. Il calore rimanente a valle degli scambiatori precedenti viene interamente dissipato in aria attraverso un dry-cooler (MCB-E-LT101). Il drycooler presenta una notevole perdita di carico. Il CAC è raffreddato sia dal circuito LT che dal circuito HT; l'aria ambiente a circa 25 °C entra nel compressore nel quale viene compressa e portata a 100°C per portarla alla temperatura ideale ovvero 55°C viene inizialmente raffreddata dal circuito di raffreddamento HT e portata a circa 80°C, in seguito il fluido del LT a 40 °C porta l'aria comburente a 55°C. L'aria deve essere raffreddata da 100 °C a 55 °C per poter entrare nel motore ed evitare autocombustione e ignizione incontrollata del gas.

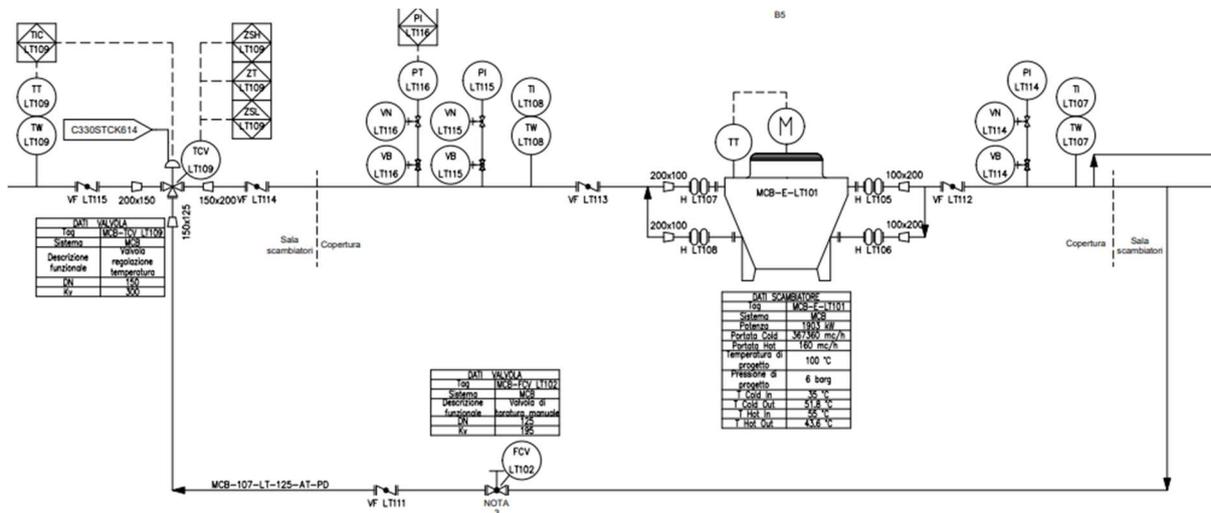


Figura 28 Zona drycooler.

La circolazione del fluido è garantita dal gruppo pompe MCB-G-LT101 e 102 (Figura 29); le due pompe sono poste in parallelo e ne funziona una per volta, l'altra interviene se una non parte. Il fluido circolante è costituito da acqua demineralizzata con aggiunta di anticorrosivo e 30% glicole, che garantisce che non ci sia congelamento fino a circa -15°C. Il gruppo pompe è stato

leggermente sovradimensionato rispetto alle perdite di carico teoriche del circuito; la valvola di taratura (fornita dal produttore del motore endotermico) incrementa le perdite di carico per far sì che si raggiunga la portata nominale. Le tubazioni sono in acciaio al carbonio, con diametri variabili tra DN 200 a DN 125, la temperatura si trova nel range 43,6-55 °C e la portata nominale è pari a 160 m³/h la pressione di progetto pari a 6 bar. I componenti principali del circuito LT sono il gruppo di pompaggio posto in sala motori, lo scambiatore acqua-olio e lo scambiatore acqua-aria posto sulla copertura del fabbricato. La valvola a tre vie posta a monte del motore regola in modo da avere la temperatura dell'aria comburente a 55 °C in ingresso al motore.

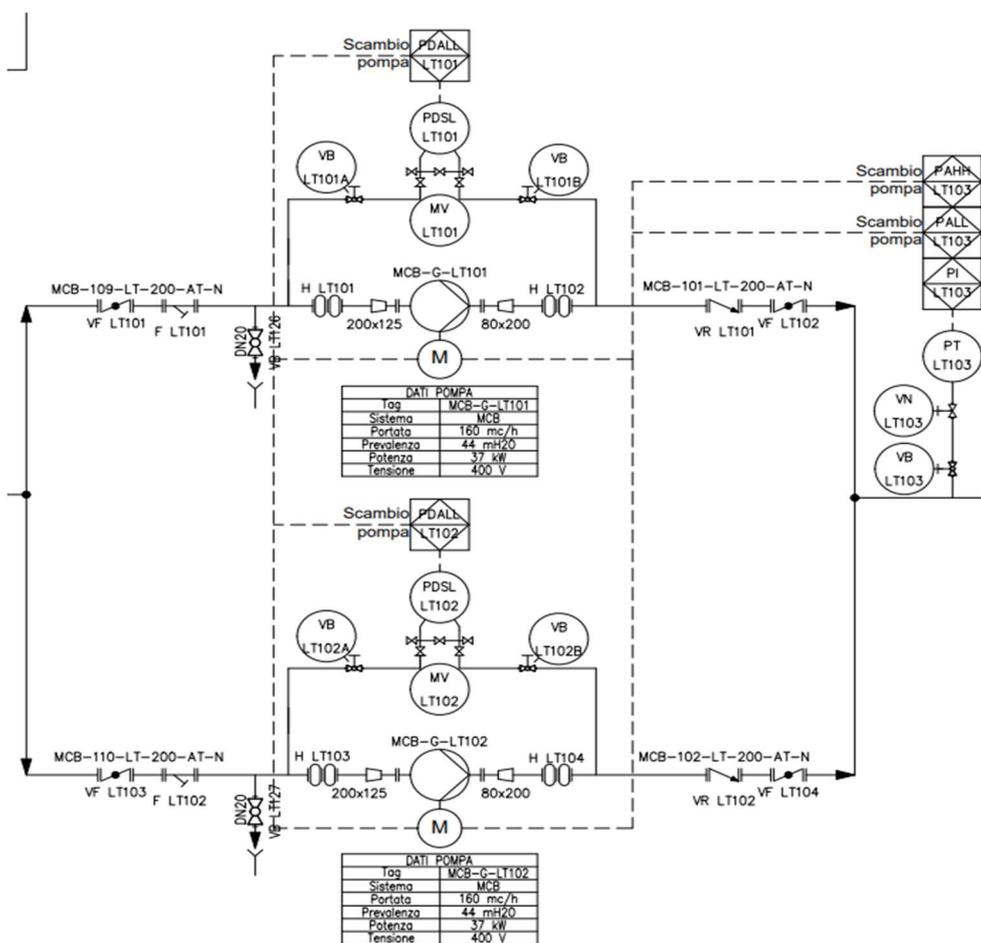


Figura 29 Gruppo pompe circuito LT.

Il circuito acqua glicolata HT raffredda il genset nelle sue zone di alta temperatura (le camicie del motore) e il 52HT Charge Air Cooler (scambiatore di raffreddamento dell'aria comburente di primo stadio). Il calore viene ceduto alle utenze acqua calda dello stabilimento attraverso uno

scambiatore a piastre (MCB-E-13). Il calore in eccesso rimanente a valle degli scambiatori precedenti viene dissipato in aria attraverso un dry-cooler (MCB-E-HT101). Per garantire la normale circolazione è presente la pompa (30HT), è trascinata dal genset stesso, calettata sul motore quando questo è spento non funziona. La pompa (31HT) garantisce la circolazione durante il post-raffreddamento del motore ed è controllata direttamente dal genset, serve a far circolare il fluido quando il motore è spento. Il gruppo (90HT) garantisce la circolazione e il preriscaldamento durante il periodo antecedente l'accensione del motore ed è controllato direttamente dal genset. Il fluido circolante è costituito da acqua demineralizzata con aggiunta di anticorrosivo e 30% glicole, che garantisce che non ci sia congelamento fino a circa -15°C.

Anche in questo caso il gruppo pompe di circolazione ha un leggero sovradimensionamento rispetto alle perdite di carico teoriche del circuito. Attraverso la taratura della valvola manuale FCV64HT, si possono incrementare le perdite di carico al fine di raggiungere la portata nominale di 240m³/h. Il materiale impiegato per le tubazioni, i raccordi e le valvole è l'acciaio al carbonio, la temperatura si trova nel range 75-93 °C e la pressione di progetto pari a 6 bar.

Il serbatoio di glicole reintegra i vasi di espansione dei circuiti HT e LT attraverso la pompa MCB-G-LT001 che rende disponibile l'acqua alle valvole in ingresso ai vasi, in caso di manutenzioni o perdite. Il vaso di espansione garantisce che vi sia una pressione idrostatica minima in ogni punto del circuito.

È prevista inoltre una circolazione del fluido attraverso un bypass per evitare la proliferazione di batteri che possano causare la legionella, questo potrebbe verificarsi perché in circuito entra il contatto con l'aria attraverso il vaso di espansione essendo atmosferico.

I componenti principali del circuito HT sono il gruppo di pompaggio posto in sala motori, lo scambiatore acqua-acqua per la produzione dell'acqua calda sul piano intermedio e lo scambiatore acqua-aria posto sulla copertura del fabbricato.

4.2 Circuito ausiliari urea (UR) e linea fumi

Gli ausiliari UR sono costituiti da un serbatoio di stoccaggio di urea miscelata con acqua e da una linea di pompaggio della stessa ai sistemi SCR di trattamento dei fumi dei due motori di cogenerazione. Il serbatoio di stoccaggio dell'urea è atmosferico, verticale da 30 m³, coibentato e dotato di tracciatura elettrica antigelo, posto vicino al fabbricato dei motori in una vasca di contenimento. Nei pressi del serbatoio è presente la valvola di sicurezza contro le sovrappressioni che possono nascere nel circuito. In caso di superamento di un valore massimo di sicurezza di pressione in uscita dalle pompe, ad esempio per errata chiusura di una valvola a valle, la valvola di sicurezza di sovrappressione SCRPSV-UR001 si apre per effetto della taratura della propria molla e scarica urea nella vasca per abbassare la pressione.

I sistemi SCR richiedono la disponibilità di urea ad un valore di pressione da tarare in avviamento, che deve essere mantenuto il più possibile stabile; per tale motivo sono presenti una valvola di regolazione della pressione a monte e due smorzatori di pressione. I due smorzatori di pressione sono posti uno in prossimità delle pompe e uno a valle dei sistemi SCR e consentono di assorbire le oscillazioni di pressione dovute alle pulsazioni delle pompe e alla variazione della richiesta. La zona di miscelamento tra l'urea e i fumi è un tratto di tubazione detto mixing pipe.

In questo circuito per via del fluido circolante sono impiegati tubazioni coibentate e valvolame in acciaio inox, i diametri sono massimo pari a DN 80. La temperatura di design è 0/50 °C e la pressione di progetto è pari a 7 bar.

Il sistema SCR (Selective Catalytic Reduction) deve essere dimensionato in modo da garantire emissioni di NO_x inferiori a 25 mg/Nm³ e ammoniaca slip minore di 3 mg/Nm³. Il catalizzatore CO garantisce le emissioni di CO inferiori a 50 mg/Nm³ (fumi secchi al 15% di O₂).

Secondo la Direttiva PED il fluido di lavoro rientra nella tipologia 2 e nella categoria I.

I fumi con una portata pari a 65398 kg/h passano attraverso il silenziatore reattivo e silenziatore assorbitivo poi al catalizzatore e infine raggiungono un bypass attraverso il quale una quantità va al camino e un'altra in caldaia passando prima dall'economizzatore. I fumi escono dalle camere di combustione e si dirigono in turbina la quale è direttamente collegata al compressore, accoppiati sullo stesso albero. Sono previsti dei dischi di rottura per evitare che la pressione cresca nei condotti, inoltre viene effettuata una "purga" al motore tramite un ventilatore per pulire i condotti da eventuali tracce di metano.

Sono previste due linee fumi, una per motore a cui sono collegate tramite un Y-pipe. Nella linea è previsto un diverter composto da una coppia di serrande pneumatiche ad azione contrapposta montate a monte della caldaia, e due serrande di regolazione installate a monte dell'ECO2 e della sua linea di by-pass, in grado di regolare la portata di fumi tra 0% e 100%.

4.3 Circuito Vapore GVR e Circuito Condense LC2

Il gruppo di pompaggio di Edison preleva le condense (fluido appartenente al gruppo art 4.3 della direttiva PED) dal serbatoio condense e le invia al sistema di recupero termico ECO2 che sfrutta il calore residuo dei fumi a valle della caldaia a vapore; le condense così preriscaldate vengono poi inviate al degasatore. La pompa GVR-G-LC2101 garantisce il ricircolo sull'ECO2 (si veda P&ID negli allegati). Il fluido è costituito da condense di vapore additivate con alcalinizzante e deossigenante. Le tubazioni sono coibentate con un diametro massimo pari a DN150, la temperatura di design è tra 0/110 °C e la pressione di design in ogni tratto è 10barg. Si vuole ora descrivere brevemente il circuito condense: il serbatoio condense (posto vicino ai GVR, generatore di vapore a recupero) è alimentato dal vapore “ricondensato” e dall'acqua demi. Il vapore “ricondensato” proviene direttamente dallo stabilimento Michelin (si tratta del vapore non utilizzato direttamente dalle utenze di stabilimento che ritorna in circolazione). L'acqua demi è stoccata in un serbatoio posto in prossimità dei GVB (generatori di vapore a biomassa) e ha funzione di reintegro per garantire il bilancio di massa tra ingresso e uscita. Dal serbatoio condense il fluido giunge all'ECO2 (economizzatore) qui il condensato aumenta la sua temperatura scambiando calore con i fumi; in uscita all'ECO2 troviamo le condense non degasate dirette al degasatore (posto nella zona dei GVB). Infine, dal degasatore esce la cosiddetta acqua alimento (linea AB) che è pompata verso la caldaia in cui si produce vapore scambiando calore con i fumi, il vapore prodotto è trasportato su tubazioni sul piperack verso lo stabilimento Michelin. (33)

La temperatura in ingresso all'economizzatore fumi è compresa tra 15 °C -102 °C con una portata che varia tra 3 t/h e 78 t/h. Il preriscaldatore è dotato di un sistema di ricircolo per mantenere la temperatura delle condense in ingresso superiore a 55 °C, nel caso in cui la portata delle condense fosse troppo elevata vi è un bypass. Il fluido è costituito da condense di vapore additivate con alcalinizzante e deossigenante. Il ritorno di condense è da considerarsi non contaminato, per

questa ragione si considera che abbia la composizione del vapore prodotto a meno dell'ossigeno in quanto l'acqua in ingresso al preriscaldatore condense non degasate è satura di ossigeno mentre l'acqua alimento al GVR è degasata. A seconda dei diversi assetti dell'impianto l'acqua in ingresso potrà essere un mix con il ritorno condense in percentuale tra il 25% ed il 100%.

La linea in cui circola vapore ha diametro DN max pari a 100, è coibentato, le condizioni di design sono: $T_{des}=0/300\text{ }^{\circ}\text{C}$ $P_{des}= 26\text{ barg}$ e le condizioni operative del vapore $T=251\text{ }^{\circ}\text{C}$ e $P=22\text{ barg}$.

4.4 Circuiti aria e gas metano

I circuiti aria sono due:

- linea aria compressa per il funzionamento degli strumenti con DN max pari a 50 con pressione di progetto di 10 barg e temperatura di progetto 0/65 °C;
- linea aria avviamento a servizio dei motori endotermici, garantisce che al motore in avvio arrivi l'aria alla pressione utile per far avvenire la combustione. Le condizioni operative sono: temperatura ambiente e pressione pari a 30 barg, mentre la temperatura di progetto è compresa tra 0- 55 °C e la pressione massima di progetto è 33 barg.

Nel locale compressori sono presenti quattro serbatoi di 5000 l ciascuno per l'aria compressa con altrettanti compressori che prelevano l'aria dall'ambiente la quale viene essiccata e filtrata; le linee dai serbatoi proseguono verso il Control Air Module da cui parte la linea aria avviamento e l'aria strumenti per il back up. L'aria strumenti è un circuito filettato in acciaio zincato e la linea si collega al circuito proveniente dal rack dallo stabilimento Michelin che produce l'aria compressa nella sua centrale compressori. L'aria avviamento è prevista in acciaio zincato con giunzioni filettate ma per le pressioni in gioco molto elevate sono più efficaci le saldature. La scelta di procedere con le saldature richiede un cambio di materiale; scartata l'opzione acciaio zincato l'alternativa è tra l'acciaio nero e l'acciaio inox; il primo può presentare problemi di corrosione dovute alla condensa, il secondo resiste alla corrosione ma ha costi elevati. A questo punto essendo il serbatoio non in acciaio inox si sceglie di procedere con il primo tratto (dai compressori al serbatoio) in inox e dal serbatoio in poi in acciaio nero. In questo modo si risolvono il problema delle condense e della resistenza della linea alle alte pressioni.

Secondo la Direttiva PED l'aria compressa strumenti rientra nella tipologia 2 e nella categoria relativa all'Art.4.3, mentre l'aria compressa avviamento rientra nella tipologia 2 e nella categoria I.

A servizio del motore è presente anche la linea gas metano con DN max pari a 100 in condizioni operative a temperatura di 10°C e pressione di 8barg, le condizioni di progetto invece sono a temperatura compresa tra -15 a 65 °C e pressione di 10 barg.

Nel circuito gas metano è presente una rampa gas (a cura del fornitore del motore) e un sistema di alimentazione gas naturale. Sono installate per ogni tratto di tubazione a valle dello sdoppiamento del tubo principale di alimentazione gas una valvola pneumatica di blocco generale gas completa di elettrovalvola e fine corsa induttivi e/o magnetici, un gruppo di misura di volume gas per transazioni commerciali certificato MI-002, una valvola pneumatica di sfiato generale gas completa di elettrovalvola e fine corsa induttivi e/o magnetici, un set valvole di intercettazione manuali, filtri, manometri, termometri, valvole di intercettazione di processo, connessioni per inertizzazione con azoto, materiale vario (tubi, flange, raccordi, guarnizioni, tiranti, ecc.). La linea di alimentazione gas ai motori soddisfa la normativa italiana sulla Prevenzione Incendi (cfr. DM 13/07/2011). I sistemi di adduzione ed utilizzo del gas si realizzano a regola d'arte secondo il DM 22/01/ 2008, n.37.

Il piping gas naturale è in acciaio al carbonio (A333 Gr.B). Il tratto di tubazione esterno al cabinato è coibentato e tracciato per mantenere la temperatura del gas sopra gli 8°C anche in caso di minima temperatura ambiente e fermata prolungata (72 ore). Le tubazioni del gas metano sono sabbiate esternamente e internamente così da togliere eventuale tracce di oli, essendo che la pulizia è effettuata con aria.

Secondo la Direttiva PED il gas metano rientra nella tipologia 1 e nella categoria I per i diametri DN 100 e nella categoria Art.4.3 per i diametri DN 20 e DN 15.

Il gas naturale necessario proviene da “una nuova stazione di ricezione dedicata con una portata totale massima per i motori a pieno carico di circa 2700 Sm³ /h cad”. (31)

4.5 Circuito ausiliari olio (OLF)

Gli ausiliari OLF sono costituiti da un serbatoio di stoccaggio di olio lubrificante fresco e da una linea di pompaggio dello stesso alle coppe dei due motori di cogenerazione, con la funzione di reintegrare l'olio che viene consumato nel normale funzionamento del motore. Presenta un DN massimo di 40, una pressione di progetto pari a 6 barg, e una temperatura di progetto di 0/50 °C.

Il serbatoio di stoccaggio dell'olio lubrificante fresco è atmosferico, orizzontale da 10 m³, posto all'interno di una vasca di contenimento di pari volume.

In caso di richiesta di reintegro dell'olio da parte di un motore le operazioni da effettuare sono: verifica di livello sufficiente nel serbatoio da parte di un operatore apertura della valvola in ingresso al motore, verifica dell'apertura delle valvole di linea e avvio di una pompa. Raggiunto il livello obiettivo di olio nel motore, l'operatore deve comandare l'arresto della pompa, chiudere la valvola in ingresso al motore e verificare la necessità di organizzare un riempimento del serbatoio tramite autocisterna. Deve essere eseguito il riempimento di un motore per volta e deve essere fatta funzionare una pompa per volta.

Nella figura sottostante si può osservare la zona serbatoi in fase di realizzazione del gennaio 2024, il serbatoio cilindrico orizzontale (marrone) è quello dell'olio quello bianco verticale contiene l'urea miscelata con acqua.



Figura 30 Zona serbatoi.

Il circuito olio prosegue sul rack per raggiungere le sale motori questi ultimi sono dotati di un sistema di lubrificazione comprendente pompe, filtri, serbatoi, piping di connessione, sezione di scambio per il raffreddamento del motore a bordo macchina, valvole e strumentazione necessaria.

Secondo la Direttiva PED l'olio rientra nella tipologia 2 e nella categoria Art.4.3.

5. Considerazioni sul circuito di raffreddamento LT

In questo capitolo si vuole presentare un'analisi sul circuito LT osservando come variano i costi cambiando il materiale della tubazione e il diametro, le stesse variazioni sono state effettuate sul calcolo delle perdite di carico. La trattazione dei risultati sul calcolo delle perdite è espressa in dettaglio nel lavoro di tesi della collega Erica Della Torre.

“Le perdite di carico sono perdite di pressione causate dalle resistenze che si oppongono al moto di un fluido”. Il calcolo ha come scopo il dimensionamento dei condotti che convogliano i fluidi la determinazione delle caratteristiche delle pompe e dei ventilatori, cioè dei mezzi che cedendo energia al fluido lo mantengono in movimento. Esistono due tipologie di perdite di carico che possono verificarsi: di tipo continuo (distribuite) o localizzato. Le prime si verificano lungo i tratti lineari dei condotti possono essere espresse in unità di pressione (pascal o bar) o di altezza di fluido (m o mm di colonna di acqua) su unità di lunghezza, le seconde si manifestano nei punti in cui sono presenti cambiamenti di direzione o sezione, come il valvolame e la raccorderia. (34)

Le perdite di carico continue per unità di lunghezza si possono calcolare con la seguente formula (34):

$$r = F_a * \frac{1}{D} * \rho * \frac{v^2}{2}$$

Dove:

- r perdita di carico continua unitaria [Pa/m];
- F_a fattore di attrito, adimensionale;
- D diametro interno del tubo [m];
- ρ densità dell'acqua [Kg/m³];
- v velocità media dell'acqua [m/s].

In tale formula, il parametro che risulta più difficile da determinare è il fattore di attrito F_a questo dipende dalle dimensioni, dalla rugosità del condotto e dal regime di moto del fluido. Quest'ultimo può essere:

- laminare, nei tratti in cui le traiettorie risultano rettilinee e parallele;

- turbolento, quando le particelle del fluido si muovono in modo irregolare, seguendo traiettorie tortuose e complicate;
- transitorio, quando non appartiene alle categorie precedenti.

Nel nostro caso ci troveremo nel regime turbolento. Questi diversi modi di scorrere del fluido sono quantitativamente individuabili attraverso il numero di Reynolds (Re): un valore adimensionale così definito $Re = \frac{v \cdot D}{\nu}$. (34)

Nel risultato finale del calcolo per il circuito di raffreddamento LT le perdite di carico distribuite occupano una percentuale bassa rispetto alle concentrate per via di componenti particolari come le valvole. Anche variando la scabrezza (e quindi il materiale) non si evidenzia un cambiamento così evidente delle perdite di carico continue. Dal punto di vista economico invece la differenza di prezzo tra i vari materiali impiegati risulta sostanziale se questi si confrontano in relazione al diametro, i risultati sono riportati nei paragrafi seguenti.

Per completezza si cita anche la formula per calcolare le perdite concentrate:

$$z = \xi * \rho * \frac{v^2}{2}$$

Dove ξ è il coefficiente di perdita localizzata adimensionale.

Qui di seguito in Tabella 3 si riportano i risultati del calcolo effettuato in dettaglio nel lavoro di Tesi di Erica Della Torre. Si evince che le perdite maggiori sono le concentrate sulle quali non si può intervenire variando il materiale ma cambiando il layout o tipologia di componente. Le perdite finali tengono conto di un aumento del 8% (margine sulle perdite) e del 10 % (sovradimensionamento) delle perdite totali.

Tabella 3 Risultati delle perdite di carico.

$h_{L,conc,totale}$ [m]	39.9
$\Delta p_{L,conc,totale}$ [Pa]	385616.6
$h_{L,dist,totale}$ [m]	0.76
$\Delta p_{L,dist,totale}$ [Pa]	6676.3
$h_{L,totale}$ [m]	40.6
Δp_{totale} [Pa]	382400
Δp_{finale} [Pa]	454291.2
$h_{L,finale}$ [m]	46.97

5.1. Le tubazioni

Si riporta una sintesi sui principali materiali che vengono impiegati nella realizzazione dei tubi in particolare si possono trovare sul mercato tubazioni in: ghisa, acciaio al carbonio e inox e materiali plastici.

Per piping si intende l'intero sistema di tubazioni industriali, oltre le tubazioni anche la raccorderia e le valvole. (35)

A seconda dell'impiego le tubazioni industriali vengono impiegate in materiali e dimensioni differenti. Un buon sistema di tubazioni rende l'impianto più efficiente, produttivo e sicuro. La scelta deve soddisfare le specifiche tecniche di progetto sulle pressioni, sulle temperature e le compatibilità chimiche con il fluido trasportato. (36)

I materiali più usati nella realizzazione delle tubazioni industriali sono principalmente i seguenti:

- ghisa;
- acciaio;
- rame;
- tubazioni in plastica.

La prima, una lega ferro-carbonio, è impiegata soprattutto nella realizzazione delle reti fognarie e nelle condotte idriche sotterranee, risulta più fragile dell'acciaio. Quest'ultimo è largamente scelto nelle tubazioni industriali per le sue proprietà e affidabilità nel tempo. (35)

Il vantaggio che contraddistingue la ghisa è la resistenza alla corrosione; le tubazioni in ghisa possono trasportare fluidi di ogni temperatura e si possono impiegare nelle aree soggette a pericolo d'incendio. (37)

Le tubazioni in ghisa riscontrano alcune problematiche tra cui: scarsa resistenza meccanica, ridotta resistenza a trazione (valore variabili nel range 150-350 N/mm²), il peso del materiale, difficoltà di lavorazione per via della fragilità e per la posa nel terreno necessita di rivestimenti protettivi esterni (materiali bituminosi o vernici speciali). (37) (38)

Per migliorare la resistenza a trazione (fino a 400 – 800 N/mm²) la ghisa si può trovare come ghisa sferoidale (o duttile) in cui vi è una piccola percentuale di magnesio (0,04 – 0,08%), presenta caratteristiche migliori rispetto alla precedente. (38)

L'impiego dell'acciaio riesce a superare alcuni limiti della ghisa in quanto è più leggero, dunque, è più maneggevole nel trasporto e nella posa e garantisce una resistenza maggiore alle pressioni. Risulta anche più economico della ghisa. (38)

Tra i limiti delle tubazioni in acciaio troviamo:

- tendenza alla corrosione se scorrono fluidi aggressivi;
- sensibilità alle correnti elettrolitiche;
- sensibilità alle correnti vaganti. (38)

I tubi in acciaio nero sono quelli largamente più utilizzati presentano tutti gli svantaggi e vantaggi elencati in precedenza. Un'evoluzione dell'acciaio nero è identificata nell'acciaio zincato che tramite un processo detto zincatura viene depositato uno strato di zinco che conferisce alla parete una migliore resistenza alla corrosione. Questo però accade fino a temperature che rimangono sotto i 60°C, al di sopra lo strato di zinco si deteriora perdendo le sue caratteristiche. (37)

Queste tubazioni sopportano solo giunzioni filettate e non saldature poiché con queste ultime lo strato di zinco si deteriorerebbe.

Tra le tubazioni in acciaio quelli di più alta qualità caratterizzati da un'elevata resistenza alla corrosione sono i tubi in acciaio inox. Vengono impiegati nei circuiti che devono garantire la purezza del fluido trasportato come ad esempio gli impianti idrico-sanitari. (37)

Oppure vengono impiegati in presenza di fluidi piuttosto aggressivi come può essere l'urea.

Infine, i tubi in rame presentano ottime qualità (come la facilità nella lavorazione e nella messa in opera, resistenza alla corrosione) veniva usato negli impianti termotecnici soprattutto negli anni scorsi oggi la scelta non ricade su questa tipologia soprattutto per via dei costi. (37)

I tubi in rame non vengono citati nell'analisi dei costi poiché per i diametri in gioco, non trattandosi di impianti idrico-sanitari, non sono presenti sul mercato.

Nell'impianto Michelin, durante l'esperienza di tirocinio ci si è interfacciati con tubazioni e componenti di raccorderia in acciaio al carbonio e acciaio inox, potendo constatare sia la differenza cromatica che le diverse sigle di riconoscimento, i diversi impieghi e i costi della fornitura.

Le tubazioni in plastica rivestono un ruolo importante grazie alle loro proprietà piuttosto competitive, rispetto alle tubazioni metalliche, riguardanti la maggiore leggerezza (peso minore

da 2,5 a 10 volte), la possibilità di maggiore lunghezza dei tubi con la conseguente diminuzione delle giunzioni, la resistenza chimica, l'isolamento elettrico. D'altra parte, potrebbero modificare le loro proprietà nel tempo, a causa di cambiamenti di temperatura ad esempio. (38)

In base alla reazione al calore si possono distinguere:

- le tubature in resina termoplastica (possono subire rammollimento con l'aumento delle temperature);
- le tubature in resine termoindurenti resistenti alle escursioni termiche sopra gli 0°C. (38)

Nel primo gruppo possiamo trovare:

- tubazioni in policloruro di vinile o PVC;
- tubature in polietilene ad alta densità o PEAD e a bassa densità o PEBD;
- tubature in polipropilene isotattico o PP;

Al secondo gruppo appartengono le tubazioni in poliestere rafforzate da fibre di vetro così da migliorare le performance; il poliestere dona alla tubazione impermeabilità e resistenza chimica le fibre di vetro invece aumentano la resistenza meccanica. In generale sono tubazioni leggere con un peso fino a cinque volte inferiore all'acciaio e hanno una scabrezza costante nel tempo. (38)

In un circuito di un impianto un ruolo importante lo rivestono i componenti di raccorderia che permettono la connessione tra i tratti della linea. Le connessioni a flangia utilizzano delle flange che vengono saldate da un lato della tubazione e tramite collegamenti imbullonati collegano l'altra porzione del tubo, sono spesso utilizzate per l'inserimento di componenti quali valvole o filtri per facilitarne il montaggio e la rimozione. Normalmente insieme alle flange sono inserite delle guarnizioni tra le superfici in gioco, per prevenire le fuoriuscite e garantire la tenuta in pressione. (35)

Un'altra tipologia di connessione è il collegamento saldato che uniscono direttamente i tratti di tubazioni interessati con altre tubazioni o valvole o altri componenti. Rispetto all'uso di connessioni a vite o flangiate queste consentono di eliminare le perdite, riducono il peso e permettono una maggiore flessibilità nell'unione dei tratti. (35)

Nell'impianto in questione come lecito aspettarsi, ci si è interfacciati sia con collegamenti tramite saldature che con collegamenti flangiati, confermando svantaggi e vantaggi citati sopra.

Le tubazioni, infine, per garantire una temperatura costante del fluido circolante e la sicurezza delle persone che operano nelle loro vicinanze è necessario coibentarle in modo da isolare i tubi dall'esterno. L'isolamento viene impiegato sia in caso di alte temperature che in caso di basse temperature, in questa ultima situazione serve a evitare la formazione di gocciolamenti che potrebbero dar luogo a fenomeni corrosivi. (35)

Tra i materiali più diffusi troviamo:

- la silice diatomica adatta a temperature fino a 1030°C;
- il calcio silicato per temperature fino a 650°C;
- il vetro cellulare, per temperature fino a 430°C;
- la magnesia (85%) disponibile in forma stampata e in polvere per temperature fino a 315°C;
- la fibra di vetro adatta a temperature fino a 190°C;
- le schiume di plastica per temperature da -170°C fino a 120°C;
- la lana di roccia. (35)

Anche nei circuiti dell'Impianto Michelin, per le motivazioni sopra citate, le tubazioni sono state coibentate, in particolare nel circuito LT è stata usata la lana di roccia di densità di 80 kg/m³ con pannelli di 50 mm di spessore. L'isolamento è fissato stabilmente alla tubazione tramite filo metallico. Infine, l'isolamento viene protetto con gusci e curve di alluminio.

Infine, vi sono i supporti per tubazioni che sono elementi progettati per ancorare, fissare e supportare i tubi negli ambienti in cui sono inseriti; sono infatti in grado di assorbire gli urti, le sollecitazioni e le dilatazioni termiche. Possono essere di tre tipi rigidi, elastici e regolabili. (37)

Nel caso del circuito LT sono presenti appoggi e guide.

5.2. Analisi dei costi

In questo capitolo si riportano i risultati ottenuti analizzando i costi per la fornitura variando il materiale e il diametro.

Partendo dagli sketch si è effettuato un calcolo dei metri di tubazione totali suddivisi per diametro ottenendo per il DN 200 72.38m per il DN 150 10.48m e per il DN 125 1.45m.

Si riporta per completezza il costo realmente sostenuto per l'acquisto della fornitura considerando che si tratta di prezzi da listino a cui è stato applicato uno sconto, in seguito per le analisi sul cambiamento di materiale e diametro si sono utilizzati i prezzi da listino. Il costo maggiore è l'investimento sul valvolame.

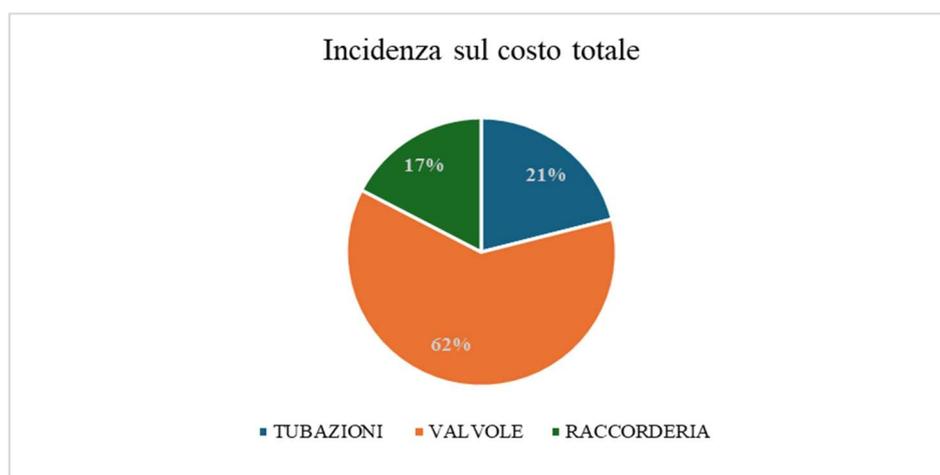


Grafico 2 Incidenza dei componenti sui costi totali.

In parallelo all'analisi di sensibilità sul calcolo delle perdite di carico si è scelto effettuare un'analisi sulla variazione dei costi al variare delle medesime caratteristiche del circuito principalmente il materiale e il diametro.

Il materiale non incide particolarmente sulle perdite di carico del circuito poiché come affermato in precedenza questo varia di poco la perdita distribuita (circa il 2% del totale). Più interessante è la variazione del costo sul materiale che in alcuni casi è marcato, si precisa che questa analisi si è svolta considerando meramente il costo, ovviamente la scelta del materiale è influenzata anche dalle caratteristiche del circuito in cui la tubazione viene inserita.

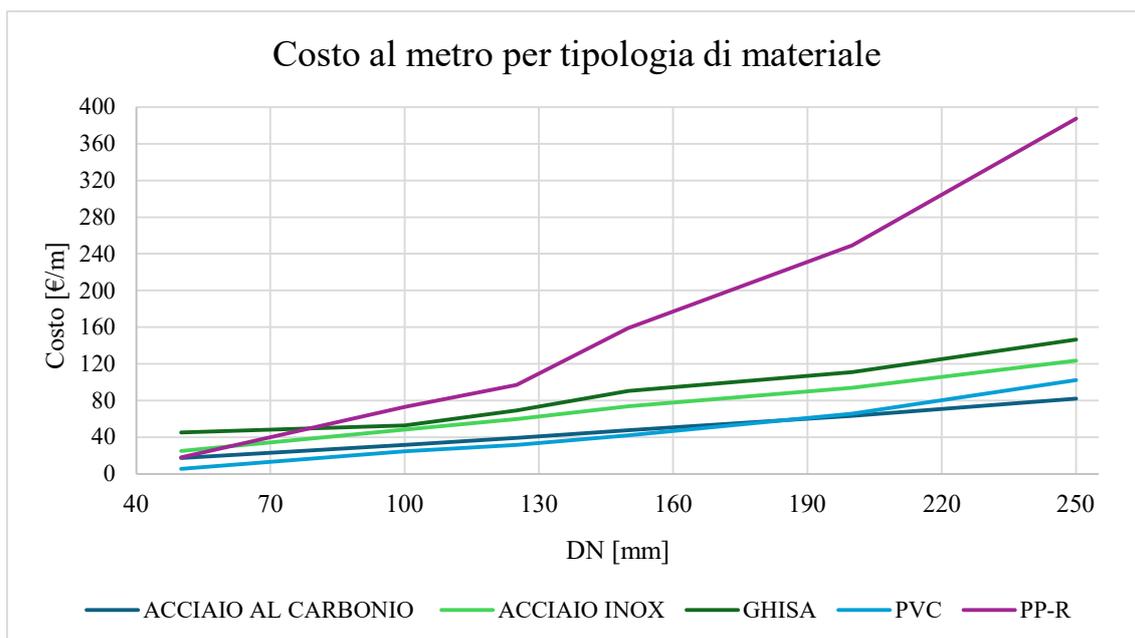


Grafico 3 Costo al metro per tipologia di materiale.¹

La scelta delle tubazioni in ghisa è tra le peggiori se si considera il prezzo della fornitura e non da meno sono le caratteristiche, il peso e la fragilità e la scarsa resistenza portano a non indicare la ghisa come la scelta adatta alla tipologia di impianto in questione ma piuttosto potrebbero trovare impiego in circuiti interrati di scarico grazie anche alla buona resistenza alla corrosione del materiale. Infine, presenta coefficienti di scabrezza maggiori rispetto alle altre alternative, una motivazione in più per non adottarlo.

Il costo cala se ci si concentra sull'acciaio inox, si tratta di tubazioni di elevata qualità e presentano un'elevata resistenza alla corrosione. Nel caso in esame (circuito LT) il fluido che circola è acqua glicolata al 30% con inibitore di corrosione; dunque, è adatto anche l'utilizzo di acciaio al carbonio che presenta tra i materiali il costo inferiore sebbene con una capacità di resistenza alla corrosione inferiore all'inox. Diversamente, se i fluidi in questione sono altamente corrosivi, come può essere l'urea, la scelta non può che ricadere sull'inox, in questo caso bisogna tener

¹ I valori dei prezzi di listino sono presi dai seguenti cataloghi presenti in rete:

- Acciaio al carbonio: Catalogo "Marcegaglia carbon steel", Rev. 12 del 05/08/22 del listino 2019
- Acciaio inox: Catalogo "Marcegaglia specialties", 05/06/23
- Ghisa: Listino prezzi "Centrotubi", 2019
- PVC: Listino n.19 "Laretel: tubi in pvc rigido per condotte di fluidi in pressione", Dicembre 2022
- PP-R: Listino prezzi "aquatechnik: soluzioni per l'idraulica e l'impiantistica", dal 1° giugno 2023

presente che i diametri in gioco sono inferiori rispetto al circuito LT e come si nota da grafico per diametri piccoli la differenza dei costi è inferiore aumenta poi per diametri maggiori.

Le tubazioni in PVC sembrano avere costi competitivi e presentano maggiore leggerezza, con un peso minore da 2,5 a 10 volte rispetto all'acciaio, necessitano di un numero inferiore di giunzioni, consentono un trasporto e posa in opera più agevole e hanno una buona resistenza agli agenti chimici. D'altra parte, hanno una resistenza meccanica limitata, deformabilità sotto i carichi esterni, decadimento delle proprietà meccaniche con il tempo e con le variazioni di temperatura; pertanto, per l'impiego industriale per grossi impianti risulta poco applicabile se si considerano le dimensioni, le temperature in gioco. Si consideri, inoltre, che la tensione di snervamento dell'acciaio è nettamente superiore rispetto al PVC. Anche se si opta per una tubazione PN16 (massima pressione ammissibile di 16bar) la resistenza diminuisce all'aumentare della temperatura. Prendendo in considerazione la tubazione in PVC per tubi in pressione che è stata considerata per il grafico², la pressione di esercizio a 16 bar si ha solo per temperature massime di 20 °C per poi scendere a 8 bar per 40°C e 3 bar per 60°C.

Si prende ora in considerazione l'ultima tipologia presente, si tratta di materiale plastico ovvero il polipropilene random (PP-R), la tecnologia impiegata per la tubazione, i cui prezzi sono stati utilizzati per il grafico, è una tecnologia multistrato; uno strato più interno con elevata resistenza sia fisica che chimica, lo strato intermedio con fibre rinforzanti per contrastare le dilatazioni e uno strato esterno che dona resistenza e duttilità. Grazie a questa struttura le performance sono competitive, in termini di resistenza termica resiste a temperature elevate mantenendo una resistenza a pressioni più alta rispetto al PVC. (39)

Osservando i prezzi però questi risultano molto elevati per i diametri che si impiegano in questo impianto.

La scelta di ricadere sull'acciaio al carbonio, dunque, risulta la più adatta a questa tipologia di circuito con un bilancio costi-benefici migliore sia in termini di costi che di caratteristiche del materiale.

Inoltre, scegliendo un materiale differente ad esempio l'acciaio inox, quest'ultimo, sebbene per il circuito LT non sia stato impiegato, risulta la seconda opzione più plausibile. Impiegando l'acciaio inox è necessario, oltre a sostituire le tubazioni anche cambiare il materiale alla raccorderia. Qui di seguito si evince che il costo sia per una curva a 90° in acciaio inox sia per un tee normale del

² Listino n.19 "Laretel: tubi in pvc rigido per condotte di fluidi in pressione", Dicembre 2022

medesimo materiale, come lecito aspettarsi, cambia notevolmente necessitando di un investimento superiore.

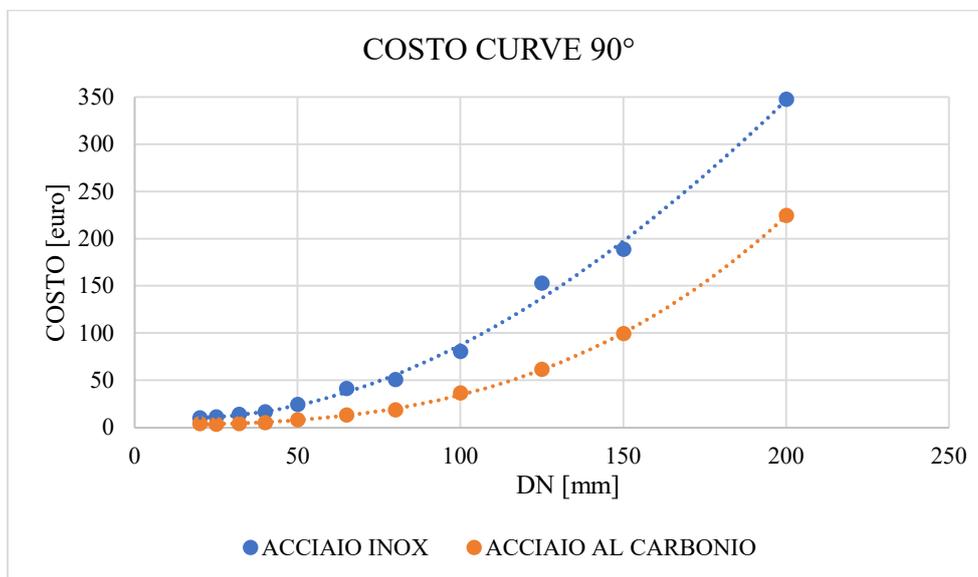


Grafico 4 Confronto costo delle curve a 90° in acciaio al carbonio e in acciaio inox.³

³ I valori dei prezzi di listino sono presi dai seguenti cataloghi presenti in rete:

- Acciaio al carbonio: listino prezzi “Racmet: Raccordi a saldare e filettati in acciaio al carbonio”, gennaio 2024
- Acciaio inox: listino prezzi “Racmet: Raccordi a saldare e filettati in acciaio inossidabile”, gennaio 2024

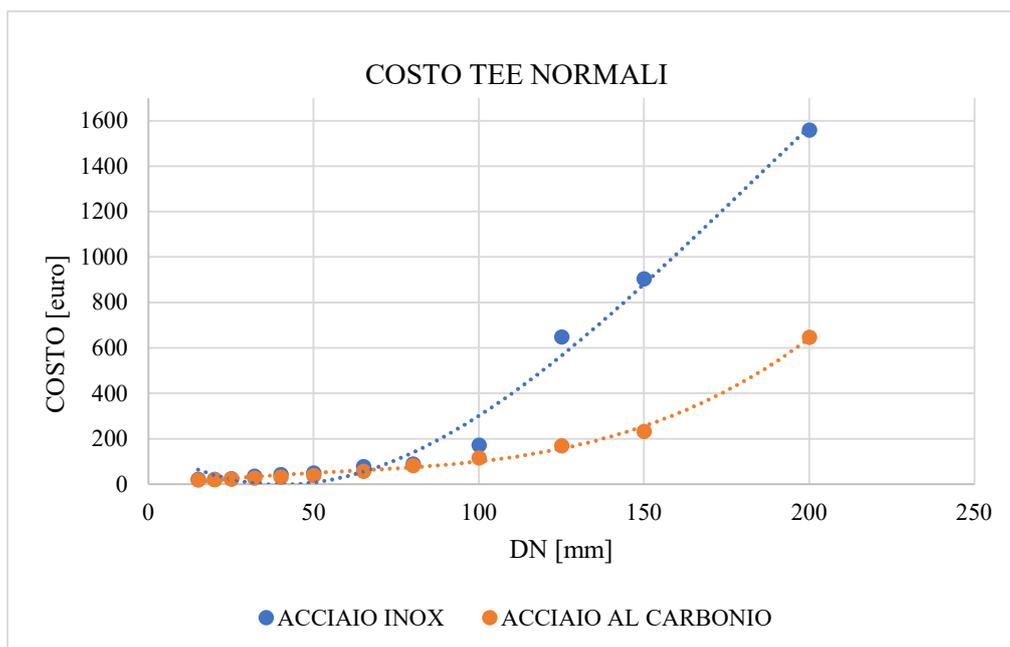


Grafico 5 Confronto costo dei tee normali in acciaio al carbonio e in acciaio inox⁴.

Un'altra analisi che si può implementare riguarda la variazione dei costi mantenendo invariato il materiale ma cambiando il diametro. Questo perché si è riscontrata una variazione anche per quanto riguarda le perdite di carico distribuite in quanto diminuiscono all'aumentare del diametro e anche le perdite di carico concentrate che incidono maggiormente si comportano allo stesso modo se il diametro cresce. Si ricorda che quest'ultime non subiscono variazioni se il materiale cambia.

⁴ I valori dei prezzi di listino sono presi dai seguenti cataloghi presenti in rete:

- Acciaio al carbonio: listino prezzi "Racmet: Raccordi a saldare e filettati in acciaio al carbonio", gennaio 2024
- Acciaio inox: listino prezzi "Racmet: Raccordi a saldare e filettati in acciaio inossidabile", gennaio 2024

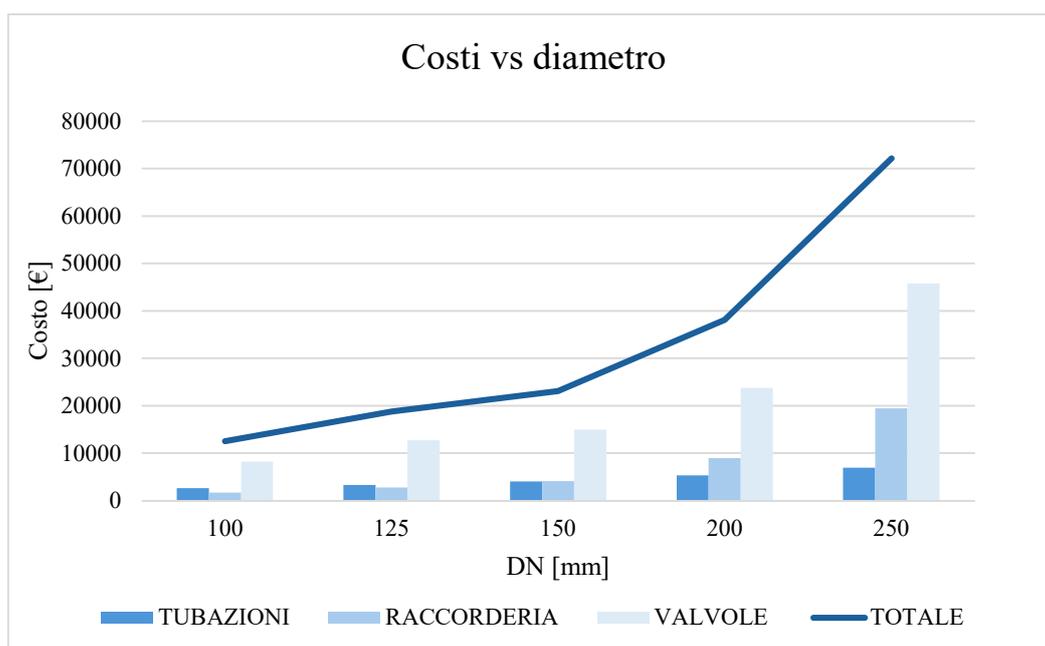


Grafico 6 Costi vs diametro.⁵

Come è logico aspettarsi aumentando il diametro i costi hanno un andamento crescente, la percentuale di incidenza sul costo totale delle tre categorie di fornitura rimane sostanzialmente il medesimo; il valvolame rappresenta la fornitura più cara seguita da raccordi e dalla tubazione.

Visti i risultati si è scelto di approfondire il rapporto tra scelta del diametro ottimizzando i costi e le perdite andando a cercare il diametro migliore, considerando come materiale quello realmente utilizzato ovvero l'acciaio al carbonio. Se si considera la scelta da un punto di vista puramente economico questa dovrebbe ricadere sul diametro più piccolo ad esempio un DN 100. L'impiego di tubazioni di questo diametro andrebbe incontro ad un incremento notevole delle perdite di carico che inciderebbero sulla scelta della pompa che dovrebbe sopperire ad una prevalenza piuttosto elevata. In seguito ad un'analisi condotta con la collega Erica Della Torre si è giunti ad una scelta di un DN 150 questo rispetta i limiti delle velocità massime accettabili. Ma a questo punto entrano in gioco i vincoli imposti sulla pressione in ingresso al motore. La pressione massima ammissibile è pari a 6 bar; considerando il caso col DN150 si parte con una pressione alla mandata della pompa pari a 7.7 bar togliendo circa 1 bar di perdite nel tratto di tubazione tra la pompa e l'ingresso motore si ottiene 6.7 bar superiore a 6 barg. Pertanto, si utilizza un DN200

⁵ Il valore del costo è preso dal materiale presente negli archivi della Delta-ti Impianti consultati durante il tirocinio per la raccorderia e il valvolame, per le tubazioni da Catalogo "Marcegaglia carbon steel", Rev. 12 del 05/08/22 del listino 2019

così si garantisce una pressione di 5.3 bar all'ingresso del motore valore che deriva dalla somma delle perdite totali ovvero 4.5 barg e della spinta esercitata dal fluido contenuto nel vaso di espansione pari a 1.7 bar a cui viene sottratto 0.8 bar che è la perdita di carico nel tratto tra la pompa e il motore.

6. Saldature e controlli non distruttivi

In questo capitolo, partendo dall'esperienza svolta durante il tirocinio si sono voluti presentare i controlli non distruttivi che si effettuano sulle saldature in relazione a ciò che è stato fatto in questo impianto. Un altro aspetto affrontato è la redazione documento che attesta il buon esito delle prove di pressione su un circuito con le varie fasi da eseguire e la loro esecuzione e le scelte applicate al caso della linea LT.

6.1 Introduzione alle saldature

La saldatura è “un tipo di giunzione che consente di unire permanentemente parti solide realizzando la continuità del materiale”. (40)

La saldatura può avvenire per fusione quando una sorgente termica riesce a portare ad una temperatura sufficiente i lembi dei materiali e il materiale d'apporto, portandoli a fusione unendoli (saldatura autogena). La saldatura può avvenire per pressione quando viene applicata una sollecitazione meccanica che unisce i reticoli cristallini dei lembi o attraverso fenomeni diffusivi. Infine, si può impiegare la brasatura in questo caso si porta a fusione il materiale d'apporto che ha una temperatura di fusione inferiore al materiale delle zone di interfaccia delle due parti da unire. (40)

Nei collegamenti chiodati o tramite bulloni le forze che vengono esercitate si concentrano su di essi poiché creano delle discontinuità tra i due pezzi. Nel caso di giunzioni saldate vi è continuità tra le due parti; bisogna porre comunque un'attenzione al cordone di saldatura perché se realizzata male possono addensarsi sollecitazioni che portano a deformazioni plastiche locali, diminuzione della resistenza a fatica, rischio di rottura. (40)

Ogni giunto di saldatura è composto da due zone: la zona fusa ZA e la zona termicamente alterata ZTA.

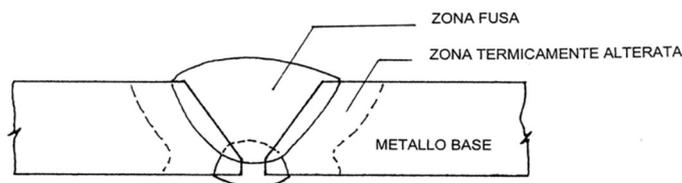


Figura 31 Zone di una saldatura. (40)

I modi più efficienti per avere una buona saldatura sono i seguenti: se le parti presentano spessori contenuti si procede con una saldatura con lembi retti in una o due passate contrapposte, per spessori superiori si ricorre alla preparazione dei lembi (cianfrino) e alla saldatura multipassata. (40)

In seguito al processo di saldatura possono verificarsi delle problematiche che rendono fragile la giunzione che è un punto dove, anche se svolta a regola d'arte, si concentrano le maggiori sollecitazioni. Tra queste può verificarsi la formazione delle cricche dovute allo stato di tensione a seguito delle differenze di temperatura che si stabiliscono nelle varie zone della saldatura durante il raffreddamento, possono essere cricche a caldo o a freddo. (40)

Le prime si manifestano nella zona fusa (ZF) durante la solidificazione, in particolare negli acciai sono causate da medio alto tenore di C, alto tenore di impurezze S e P o tensioni di ritiro di saldatura. Le cricche a freddo si possono formare nella ZF ma più spesso nella ZTA quando la temperatura si avvicina a quella ambiente; sono dovute a strutture dure in ZF o in ZTA o presenza di idrogeno nel bagno di fusione o tensioni di ritiro di saldatura. (40)

Altri difetti che si possono riscontrare sono gli strappi lamellari ovvero delle cricche che si verificano nel metallo base quando è sollecitato perpendicolarmente al piano di laminazione. Le cause sono: tensioni di ritiro, geometria del giunto o metallo base con microinclusioni. (40)

Un'altra problematica si può riscontrare per l'effetto dell'inquinamento atmosferico, in quanto nella pozza di fusione il metallo liquido a elevata temperatura a contatto con l'aria tende ad assorbire ossigeno, azoto e idrogeno, con effetti deleteri per il cordone di saldatura. L'ossigeno può, ad esempio, provocare la formazione di ossidi negli acciai, o entrare in soluzione nel metallo liquido formando negli acciai CO che produce bolle originando porosità nella zona fusa. D'altro canto, l'azoto migra verso le dislocazioni causando invecchiamento. Per evitare questi fenomeni si introducono alcune precauzioni per il bagno metallico quali:

- eseguire la saldatura a fascio elettronico sottovuoto;
- eseguire le saldature TIG e MIG in un'atmosfera priva di ossigeno e azoto facendo affluire argon o elio;
- eseguire la saldatura ad arco sommerso formando uno strato di scoria che coprendo la pozza di fusione, ne previene il contatto dell'atmosfera;
- eseguire la saldatura con elettrodi rivestiti combinando l'effetto protettivo di un gas inerte con quello della scoria formata dal rivestimento dell'elettrodo. (40)

Esistono molteplici processi di saldatura in seguito si presentano quelli indicati dalle specifiche Edison per l'impianto considerato.

TIG (Tungsten Inert Gas) è un processo di saldatura ad arco con elettrodo infusibile, il calore deriva da un arco che scocca tra un elettrodo non fusibile ed il pezzo da saldare, si tratta di un processo di saldatura autogena. L'elettrodo si può trovare in tungsteno puro (93,5%-99,75%) e in tungsteno addizionato con 0,3-0.5 di zirconio. Per i problemi accennati precedentemente l'elettrodo, l'arco e l'area circostante il bagno fuso sono protetti dall'atmosfera da un gas inerte che può essere Ar o He oppure da gas protettivi (N_2) o gas riducenti (miscele con H_2). Il materiale d'apporto è fornito come bacchetta o filo continuo, questo non è necessario per spessori piccoli. Come è possibile osservare nella figura sottostante sono presenti: un circuito elettrico alimentato da un generatore, un circuito di raffreddamento ad acqua per non far surriscaldare la torcia e un circuito per il gas di protezione. (40)

In questo procedimento non vi è produzione di scorie che potrebbero provocare difetti come le inclusioni nel metallo. Si saldano praticamente tutti i materiali ma il campo ottimale di applicazione è quello dell'alluminio e degli acciai inossidabili. (40)

Il TIG può essere manuale o semiautomatico o automatico.

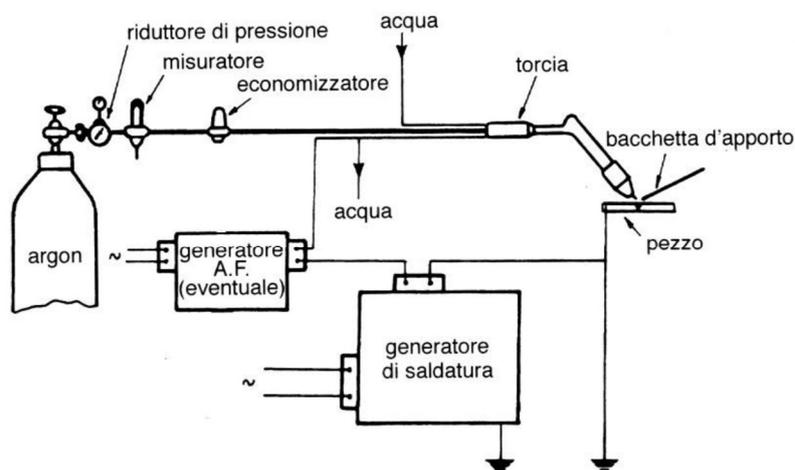


Figura 32 Schema del processo di saldatura TIG. (40)

Questo processo è caratterizzato da un'esecuzione rapida, un'adattabilità alla posizione di lavoro, precisione nel deposito e possibilità di saldare spessori piccoli (0.5 mm). (40)

Il processo di saldatura ad arco con elettrodo rivestito (SWAM Manual shielded metal-arc welding), è un processo autogeno differisce dalla precedente poiché l'elettrodo è costituito da un'anima (un acciaio dolce) rivestito da sostanze minerali (silicati, ossidi, carbonati, ferro-leghe) ed organiche (cellulosa, collanti) miscelate con acqua. Nella fusione l'anima fonde e "gocciola" nel bagno di fusione, mentre il rivestimento in parte reagisce con il bagno e rimane in superficie come scoria da rimuovere e in parte si volatilizza formando una protezione gassosa alla zona di fusione. Si potrebbero però presentare alcuni difetti come le inclusioni di scorie (se non si sono asportate bene le scorie), le porosità e le cricche a caldo o freddo. (40)

Un altro processo possibile è la saldatura ad arco sommerso (SAW Submerged Arc Welding) si tratta di un procedimento autogeno dove il calore proviene dall'arco che scocca tra un filo elettrodo fusibile e il pezzo. La protezione non avviene tramite un gas inerte ma con uno strato di flusso granulare e fusibile che compie il bagno di fusione e parte del materiale su cui effettuare la giunzione; l'arco avviene al di sotto di questo strato. L'arco provoca la fusione del filo, del materiale base e di parte del flusso. Questo strato del flusso deve poi essere asportato. (40)

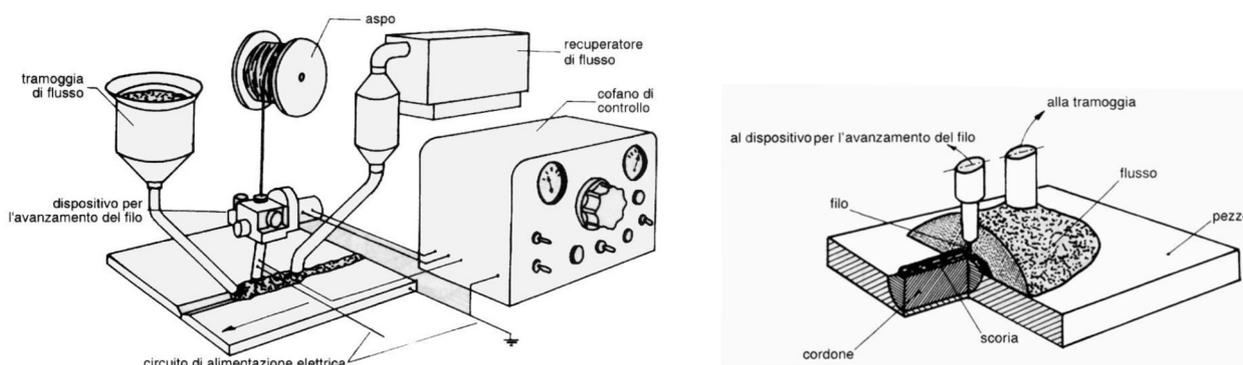


Figura 33 Schema processo di saldatura ad arco sommerso. (40)

Si analizzano ora i processi di saldatura a filo continuo in particolare il processo MIG (Metal inert gas) e MAG (Metal Active gas).

Si tratta di un processo autogeno in cui il calore è prodotto da un arco che scocca tra un filo elettrodo fusibile (è il materiale di apporto) e il pezzo. L'elettrodo e il bagno di fusione sono protetti da un gas in base alla tipologia di quest'ultimo di distingue un processo MIG da un MAG. Nel primo caso si utilizzano gas inerti (Ar, He), nel secondo caso si utilizza CO₂ miscelata con O₂ oppure miscele Ar-CO₂, Ar-O₂, Ar-O₂-CO₂. (40)

Come si nota dalla *Figura 34* è presente un circuito elettrico, quello del gas di protezione e un circuito dell'acqua di raffreddamento per la torcia. (40)

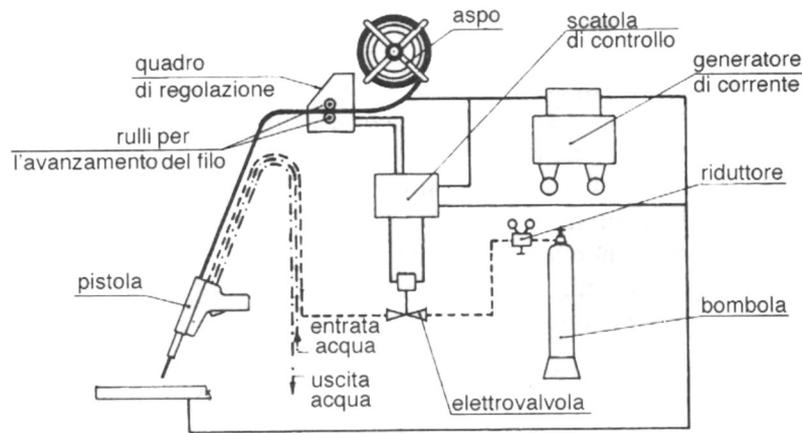


Figura 34 Schema processo di saldatura a filo continuo. (40)

Anche in questo caso potrebbero verificarsi dei difetti come le soffiature (inclusioni di gas atmosferico), porosità, cricche a caldo e inclusioni di vario tipo. (40)

Le parti che vengono saldate devono necessariamente avere lo stesso spessore altrimenti ai controlli radiografici non risultano conformi.

6.2 I controlli non distruttivi

I controlli non distruttivi (CND) sono in grado di valutare lo stato funzionale e di sicurezza di elementi e parti di impianto come può essere la valutazione dell'esecuzione di una saldatura. Sono tecniche che accertano l'integrità di componenti senza alterarli, a seguito di questi controlli si individueranno delle classi di discontinuità che verranno confrontate con standard fissati dalla normativa o dall'esperienza. La presenza di una discontinuità non esclude l'utilizzo del componente fino al momento che queste difettosità non pregiudicano la sicurezza di funzionamento o le prestazioni dell'impianto. (41)

Esistono diverse tipologie di CND, in questo lavoro di tesi si vogliono approfondire le tecniche impiegate sulle saldature dell'Impianto di cogenerazione ovvero: controlli visivi, controlli radiografici e controlli con liquidi penetranti.

La prima tipologia prevede un controllo delle parti interne più critiche senza ricorrere allo smontaggio utilizzando un endoscopio o una telecamera. Il sistema è caratterizzato da un'ispezione veloce di parti che statisticamente sono soggette a guasti ed è utile per mantenere sotto controllo l'evoluzione dei fenomeni di degrado fisiologico. (41)

La seconda tipologia è la tecnica che impiega i liquidi penetranti (o controllo Penetrant Test PT) basate sulle proprietà bagnanti di liquidi che penetrano per capillarità nelle discontinuità. Sono utili per identificare difetti superficiali (cricche, porosità), è un metodo veloce, semplice ed economico ma non è possibile impiegarlo in materiali porosi o nei casi in cui si necessita di controlli non limitati solo alla superficie. (41)

I liquidi penetranti di solito sono di colore rosso dovuto al componente anelina, d'altra parte il rivelatore (a base di silice amorfa) è di colore bianco. Con questa differenza cromatica è possibile individuare se vi sono delle imperfezioni. Esistono anche altre tipologie di liquidi come quelli che includono pigmenti fluorescente e si impiega una luce ultravioletta. (42)

Il protocollo prevede le seguenti fasi:

- pulizia preliminare della superficie con acqua o solventi che ha lo scopo di eliminare tutti gli agenti contaminanti, quali incrostazioni, ruggine, olio, grasso o vernice al fine di permettere al liquido di penetrare in tutte le discontinuità. Al termine della fase di pulizia preliminare bisogna asciugare accuratamente le parti affinché non rimangano nelle discontinuità tracce di acqua e solventi;

- applicazione del liquido penetrante mediante nebulizzazione, pennello, umettazione, abluzione o immersione. Il liquido penetrante deve rimanere sulla superficie di prova per l'intero tempo di penetrazione che dipende dalle proprietà del liquido penetrante, dalla temperatura d'applicazione, dal materiale delle parti da esaminare e dalle discontinuità da rilevare;
- rimozione del penetrante in eccesso attraverso aria compressa, acqua, solventi affinché rimanga solo nelle discontinuità;
- applicazione dello sviluppatore (spray, polvere) in modo uniforme sulla superficie in esame;
- ispezione visiva luce con circa 500 lx o maggiore (luce bianca, luce di Wood) anche con supporti all'ispezione come gli strumenti di ingrandimento. Si conclude con la registrazione di eventuali difetti;
- Pulizia finale per eliminare tracce dei prodotti utilizzati l'ispezione finale che potrebbero interferire con le successive esigenze di esercizio o servizio. (42) e (41)

L'ultima tecnica impiegata sono i controlli radiografici basati sulla capacità dei raggi x e γ di attraversare i corpi e impressionare apposite pellicole. (41)

Gli step che si seguono per radiografie sono:

- Generazione della radiazione che penetra la giunzione tramite una sorgente di raggi x e γ ;
- Rilevamento di tale radiazione sul rivelatore digitale posto sul lato opposto alla giunzione. Questo registra se ci sono delle variazioni del segnale che indicano gli eventuali difetti, i quali rimangono impressi su un'immagine che poi viene analizzata. (43)

Permettono di andare in profondità ma sono caratterizzati da pericolosità delle sorgenti e costi non troppo contenuti. Attraverso le radiografie è possibile creare immagini permanenti in modo da potere essere conservate e poi confrontate nel tempo, per monitorarle negli anni. (41) (43)

Prendendo in considerazione i costi sostenuti per i controlli sostenuti per le saldature del circuito LT si ha che (per il DN200) i costi per le radiografie sono circa sei volte quelli dei controlli penetranti. Inoltre, durante l'esecuzione dei controlli tramite radiografie è necessario interdire un'area intorno a quella di intervento al fine di non farvi accedere personale non addetto e qualificato.

7. Prove di pressione delle tubazioni

In base alle caratteristiche del circuito si è scelto di procedere con tutti o alcuni dei controlli non distruttivi descritti in precedenza. Nella Tabella 4 si riassumono le percentuali delle saldature su cui si sono effettuati i controlli. Si nota che in caso di circuito in cui le condizioni di temperatura e pressione presentano valori elevati come la linea gas o la linea vapore si applicano a tutte le saldature tutte e tre le tipologie di CND. Si precisa che sono presenti due tipologie di saldature BW ovvero saldature di testa e SW ovvero saldature a tasca solo su queste ultime vengono effettuati i controlli con liquidi penetranti perché le radiografie non sono applicabili. Le saldature SW sono state utilizzate soprattutto tra giunzioni tubo componente di raccorderia come socket o manicotti, per unire curve o tee con le tubazioni invece sono state impiegate le saldature BW.

Tabella 4 Percentuali delle saldature su cui effettuare i CND.

CONTROLLO ND	LT	HT	GN	CONDENSE	VAPORE	OLIO	UREA	ACQUA ALIMENTO	ARIA AVVIAMENTO	ARIA STRUMENTI
RT	5%	5%	100%	5%	100%	0%	0%	25%	0%	0%
PT	0%	0%	100%	0%	100%	100%	0%	0%	13%	0%
VT	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	0%

Le percentuali delle saldature su cui effettuare i controlli sono state scelte in base alla UNI EN 13480.5 in cui vengono specificati i requisiti per il collaudo e le prove di tubazioni industriali. In alcuni casi le specifiche di Edison sono ancora più stringenti.

Per quanto riguarda l'aria strumenti non viene effettuato un controllo con tecniche non distruttive poiché non vi sono saldature ma solo connessioni filettate. L'aria avviamento era prevista solo con filettature ma per ovviare a problematiche di perdite è stata richiesta una modifica in cui i bocchettoni che perdevano sono stati sostituiti con saldature a questo punto è stato necessario procedere con i CND.

Nei circuiti in cui le radiografie non sono effettuate al 100% le saldature da controllare sono state scelte in modo da analizzarle su differenti diametri e posizioni lungo la linea e non per ultimo sono state individuate in base alla maggiore accessibilità per gli operatori. Durante l'esperienza di tirocinio questa è stata una delle attività seguite anche con sopralluoghi in cantiere.

La lista completa delle saldature (welding summary list) da effettuare per ogni circuito si è scelto di inserirla in una tabella in cui compaiono le tipologie, le caratteristiche delle due parti del giunto, la posizione seguendo la suddivisione in base agli sketch e il numero del report dove si accerta

l'accettabilità. Gli sketch sono disegni isometrici del circuito che riportano le parti del circuito da realizzare complete di raccorderia, appoggi e caratteristiche delle tubazioni per questo sono necessari nella fase di realizzazione delle linee. Durante le prove di pressione sono utili per individuare i componenti coinvolti e visualizzare i punti di immissione e scarico del fluido di collaudo.

La welding summary list viene inserita in un documento finale che attesta e certifica il collaudo del sistema piping che contiene inoltre:

- l'elenco linee in cui è visibile il nome della linea, il diametro le pressioni e temperature di progetto e collaudo, la tipologia del fluido che circola e quello di collaudo e le percentuali delle saldature da effettuare;
- il P&ID, schema del circuito nel suo insieme in cui sono presenti i componenti principali, nel caso delle prove di pressione viene evidenziato il tratto coinvolto e le modifiche;
- gli sketch in cui è possibile osservare come è stato realizzato il circuito e tutto ciò che è stato evidenziato nel P&ID;
- l'elenco dei supporti utilizzati;
- la rintracciabilità del materiale in cui si attestano la conformità e si certificano i materiali impiegati;
- i report dei controlli non distruttivi in cui si certifica l'accettabilità delle saldature;
- infine, il certificato di collaudo in cui è presente l'esito dello stesso e le condizioni a cui è stato svolto, in aggiunta si allega anche la foto del manometro con le pressioni registrate e il suo certificato di taratura.

Qui di seguito si vuole approfondire la procedura della prova di pressione svolta.

L'esecuzione delle prove di pressione serve per garantire e validare, nel rispetto della normativa vigente, la qualità del lavoro svolto. È conforme al codice di costruzione EN 13480 (Metallic industrial piping - Inspection & Testing) o specifiche di progetto, al fine di soddisfare la sezione 3.2.2 dell'Allegato 1 della 2014/68/UE. A queste si aggiungono le disposizioni prese per quanto riguarda la sicurezza.

Secondo EN 13480-5 le precauzioni di sicurezza devono essere applicate in funzione dell'energia immagazzinata. Per le prove pneumatiche la distanza corretta è risultato di alcuni calcoli discussi nei paragrafi successivi presi da ASME PCC-2 articoli 5.1 e 5.2. Per quanto riguarda la prova di pressione idraulica si seguono i valori delle distanze presenti in questa tabella.

Pressione di collaudo (bar)	Distanza di Sicurezza (m)
0 - 10	5
10 - 50	10
50 - 100	15
100 - 150	20
150 - 200	25
200 - 250	30

Figura 35 Distanze da seguire per la prova di pressione idraulica.

Alcune parti che sono state testate e certificate in precedenza ad esempio dai produttori oppure le tubazioni aperte in atmosfera o le linee strumenti sono escluse dai requisiti di questa procedura, inoltre, i componenti strumentali che devono essere chiusi o rimossi e le valvole di sicurezza.

La pressione di collaudo (P_{test}) è definita dalla line list di progetto. Vi sono alcuni passaggi che l'operatore deve compiere: si deve accertare che tutte le linee e gli altri accessori che non devono essere soggetti alla pressione di prova, siano stati scollegati o isolati da valvole o altri mezzi adeguati e deve porre l'attrezzatura (compressore) alla distanza limite di sicurezza. Infine, è necessario monitorare la pressione nelle fasi di seguito presentate.

Per le prove idrauliche viene utilizzata acqua come fluido di prova o nel caso di possibili problemi di congelamento anche un altro fluido non tossico adatto. Per la prova di pressione idraulica si utilizza una pressione di test pari a 1.43 la pressione di progetto.

FASE 1:

Il sistema viene prima pressurizzato a 2 bar (o 25% del P_{test} se inferiore a 2 bar). La pressurizzazione viene interrotta per il tempo necessario alla stabilizzazione della pressione. A questo punto il sistema viene ispezionato in corrispondenza di flange, giunzioni filettate e valvole per rilevare eventuali perdite e procedere con la riparazione e aggiustaggio se presenti.

FASE 2:

Il sistema viene quindi pressurizzato al 50% del P_{test} . La pressurizzazione viene interrotta per il tempo necessario alla stabilizzazione della pressione. Se la perdita di pressione supera il 10%, la pressione deve essere ridotta al 25% e quindi deve essere effettuato il controllo delle perdite.

FASE 3:

Il sistema viene quindi pressurizzato con incrementi del 10% con un tempo di mantenimento di ciascuna fase necessario alla stabilizzazione della pressione per raggiungere il 100% di P_{test} .

FASE 4:

Se non viene evidenziata alcuna perdita durante la fase di attesa al P_{test} , il sistema deve essere depressurizzato alla Design Pressure. La pressione deve essere mantenuta al fine di condurre le attività di ispezione. Il test è accettato solo se non vengono rilevate perdite e nessuna deformazione visiva permanente

FASE 5:

Il sistema viene infine depressurizzato gradualmente in atmosfera. Se il sistema deve essere riparato, la prova deve essere ripetuta per intero dalla fase iniziale.

In Figura 36 è schematizzato un grafico che riassume le fasi sopra descritte.

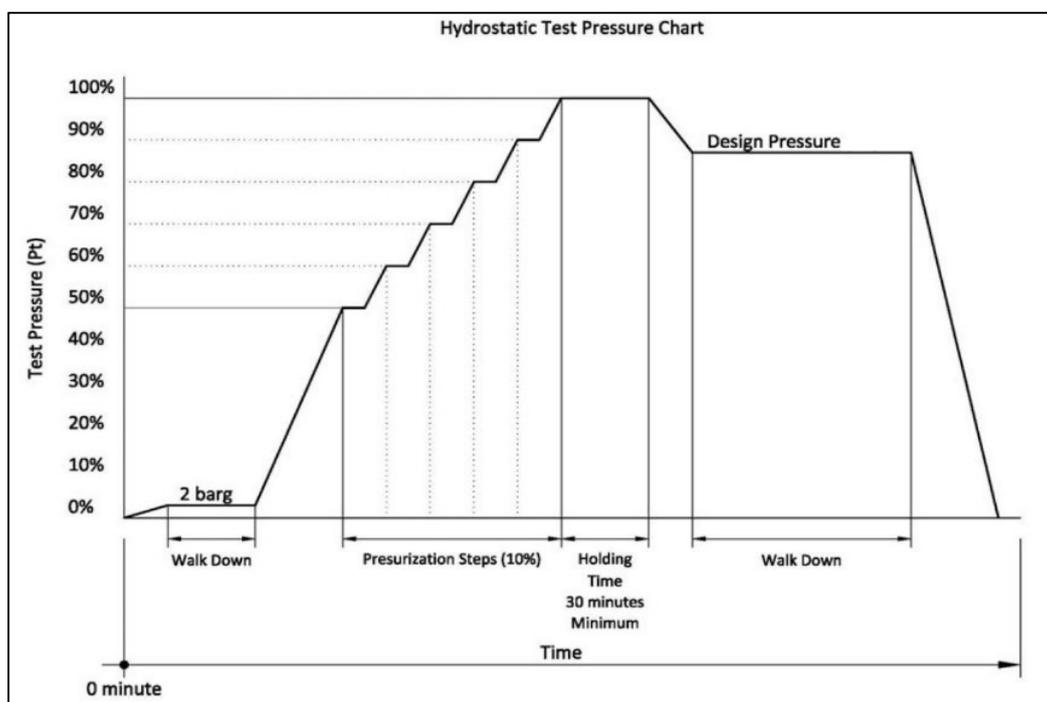


Figura 36 Diagramma prova idrostatica.

Secondo l'articolo 501-3.4.1 ASME PCC-2 non viene eseguito il test idrostatico se almeno una delle seguenti condizioni è presente:

- L'attrezzatura, le tubazioni e/o i supporti non riescono a sostenere il peso del liquido in modo adeguato;
- L'attrezzatura, le tubazioni non possono subire trattamenti di essiccazione per evitare di lasciare depositi di liquidi che potrebbero contaminare il sistema e causare malfunzionamenti nella messa in funzione;
- L'apparecchiatura o la tubazione ha particolari rivestimenti interni che potrebbero essere danneggiati dal mezzo di prova.

Per la prova pneumatica il gas utilizzato come mezzo di prova, se non è aria, deve essere non infiammabile e non tossico. Il mezzo di prova deve essere pulito, asciutto e privo di olio. Poiché il gas compresso può essere pericoloso se utilizzato come mezzo di prova, è necessario attuare precauzioni speciali per la protezione del personale.

La prova di tenuta deve essere eseguita mediante prova in pressione e controllo con sapone su tutte le giunzioni flangiate, filettate e valvole. In questa fase durante il controllo del circuito aria avviamento sono state rilevate delle perdite sulle giunzioni filettate per ovviare a questo problema, ottimizzando i tempi, si è proceduto con la sostituzione con saldature. La pressione di test è pari a 1.25 la pressione di design.

FASE 1:

Il sistema viene prima pressurizzato a 2 bar (o 25% del P_{test} se inferiore a 2 bar). La pressurizzazione viene interrotta per il tempo necessario alla stabilizzazione della pressione. Il sistema viene quindi ispezionato nelle parti più a rischio come flange, giunzioni filettate e valvole sono controllati per rilevare eventuali perdite.

FASE 2:

Il sistema viene quindi pressurizzato al 50% del P_{test} . La pressurizzazione viene interrotta per il tempo necessario alla stabilizzazione della pressione. Se la perdita di pressione supera il 10%, la pressione deve essere ridotta al 25% e quindi deve essere effettuato il controllo delle perdite.

FASE 3:

Il sistema viene quindi pressurizzato con incrementi del 10% con un tempo di mantenimento di ciascuna fase necessario alla stabilizzazione della pressione per raggiungere il 100% di P_{test} .

FASE 4:

Se non viene evidenziata alcuna perdita durante la fase di attesa al P_{test} , il sistema deve essere depressurizzato alla Design Pressure. La pressione deve essere mantenuta al fine di condurre le attività di ispezione. Il test è accettato solo se non vengono rilevate perdite e nessuna deformazione visiva permanente

FASE 5:

Il sistema viene infine depressurizzato gradualmente in atmosfera. Tutte le perdite rilevate devono essere registrate sui certificati di prova di pressione. Se il sistema deve essere riparato, la prova deve essere ripetuta per intero dalla fase iniziale.

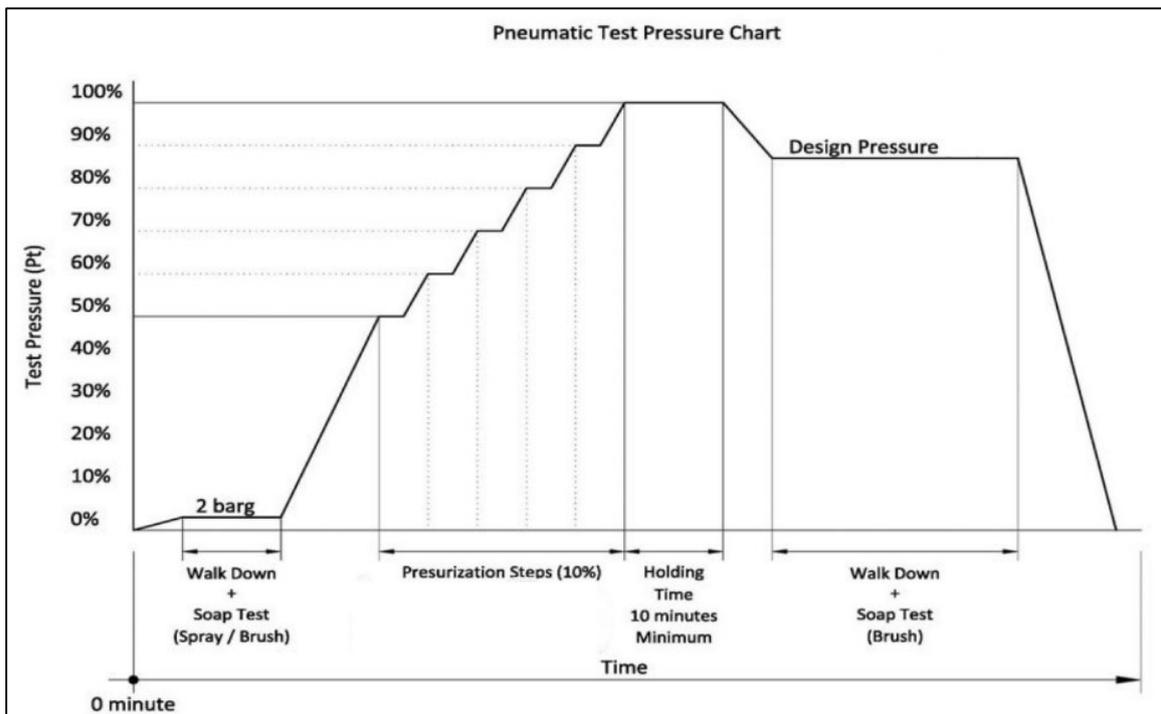


Figura 37 Diagramma prova pneumatica.

Per il calcolo dell'energia immagazzinata all'interno di un Test Package e la valutazione della distanza di sicurezza si prende in esame il codice ASME PCC-2 articoli 5.1 e 5.2.

Per quanto riguarda l'energia si procede calcolando i kilogrammi equivalenti di TNT usando la seguente equazione:

$$E = \left(\frac{1}{k-1}\right) * p_{at} * V * \left[1 - \left(\frac{p_a}{p_{at}}\right)^{\left(\frac{k-1}{k}\right)}\right]$$

Dove:

- E è l'energia immagazzinata;
- k è il rapporto dei calori specifici del fluido di test;
- p_a è la pressione atmosferica assoluta 101 kPa;
- p_{at} pressione assoluta di test;
- V è il volume di test totale in m³.

Se si utilizza aria o azoto $k = 1.4$ l'equazione diventa:

$$E = 2.5 * p_{at} * V * \left[1 - \left(\frac{p_a}{p_{at}}\right)^{0.286}\right]$$

$$e \text{ TNT} = \frac{E}{4266920} \text{ [kg]}.$$

Si assume che durante l'esplosione il gas contenuto nei componenti in pressione espande adiabaticamente dalla pressione di test alla pressione atmosferica.

La distanza minima di sicurezza tra il personale e l'attrezzatura dipende dal valore di E in particolare si ha:

- $R = 30 \text{ m se } E \leq 135\,500\,000 \text{ J};$
- $R = 60 \text{ m se } 135\,500\,000 < E \leq 271\,000\,000 \text{ J}.$

Per sistemi con $E > 271\,000\,000 \text{ J}$ si utilizza:

$$R = R_{scaled} * (TNT)^{1/3}$$

Dove R_{scaled} è preso dalla seguente tabella.

R_{scaled} m/kg ^{1/3}	R_{scaled} ft/lb ^{1/3}	Biological Effect	Structural Failure
20	50	...	Glass windows
12	30	Eardrum rupture	Concrete block panels
6	15	Lung damage	Brick walls
2	5	Fatal	...

Figura 38 Valori R_{scaled} .

Per il circuito LT si è effettuata la prova idrostatica, la durata della fase 4 di attesa è stata pari a 0.5 ore ad una pressione di test pari a 9 bar. Prima di effettuare la prova in pressione sono state apportate delle modifiche quali: bypass al motore, allo scambiatore ad olio e al drycooler, componenti bypassati anche in fase di pulizia, posizionamento di dischi ciechi a monte e a valle della pompa e nel punto di immissione del circuito principale e il vaso di espansione. Inoltre, sono state sostituite delle valvole con dei tronchetti di tubazione in particolare le valvole a tre vie e le valvole di non ritorno, infine, i cestelli dei filtri a monte delle pompe sono stati sostituiti con dei cestelli a maglia più fine. In prossimità del motore al piano terra viene aggiunta una valvola DN 25 da cui effettuare il riempimento. Il test ha avuto esito positivo senza riscontro di perdite. Per completezza si riportano alcune parti del P&ID, citate sopra, in cui sono presenti le annotazioni per la prova di collaudo (per il P&ID completo si rimanda agli allegati). In verde sono evidenziate le linee coinvolte nella procedura, in rosso oltre alle notazioni sono indicati i componenti rimossi temporaneamente e i componenti aggiunti come i dischi ciechi.

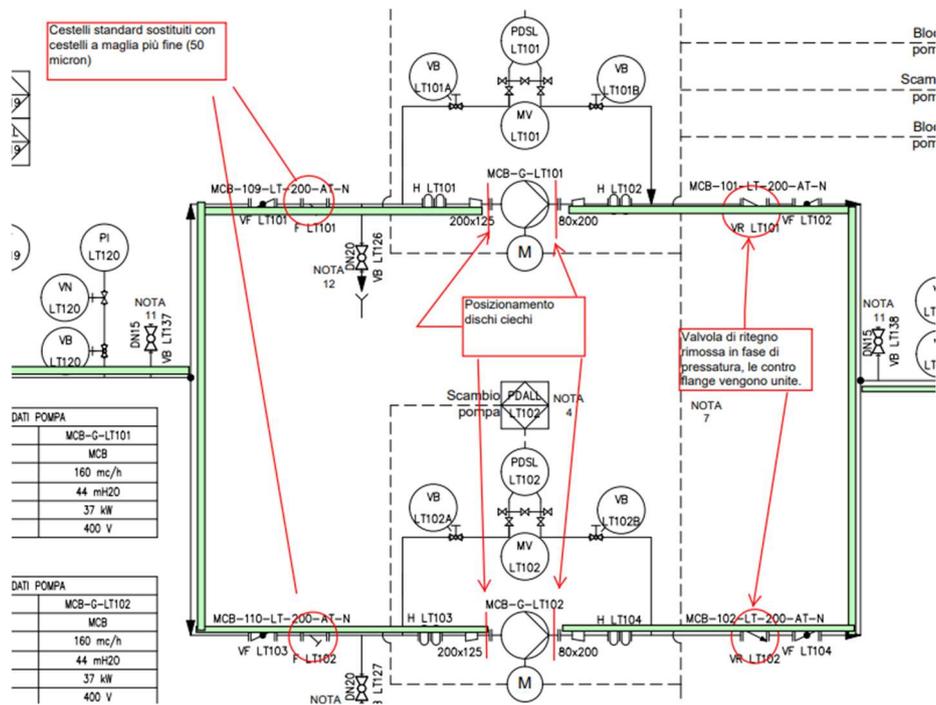


Figura 39 Parte del P&ID coinvolta per le procedure di collaudo.

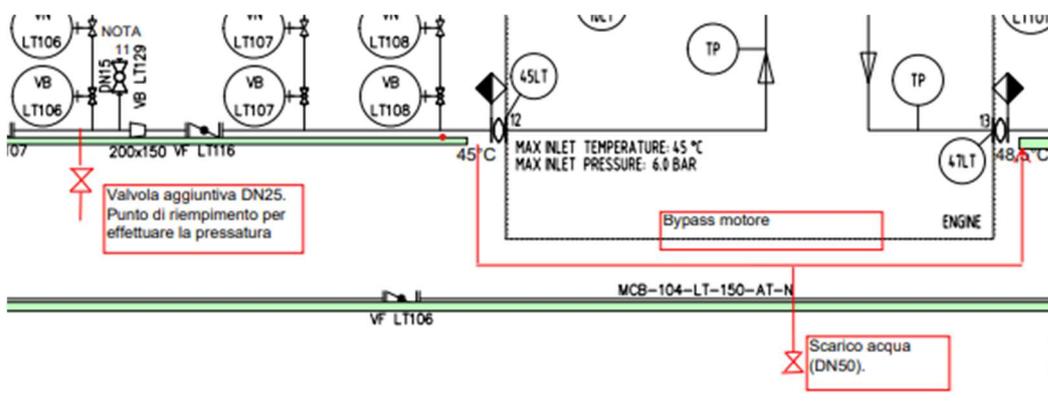


Figura 40 Bypass al motore per effettuare le prove idrauliche.

A seguito delle prove di pressione se queste hanno dato esito positivo si procede con la pulizia del circuito; le fasi della pulizia sono descritte nel lavoro di Tesi della collega Erica Della Torre.

8. Conclusioni

Sebbene le emissioni di gas serra nel nostro Paese siano in calo, dal 1990 al 2021 si è registrata infatti una diminuzione del 19.9%, la strada verso una completa decarbonizzazione e transizione verde è ancora lunga e tortuosa nonostante il percorso tracciato dagli accordi europei ed internazionali sottoscritti negli ultimi anni.

Il calo delle emissioni è una conseguenza sia della riduzione dei consumi energetici e che della produzione industriale a causa della crisi economica e della delocalizzazione di alcune produzioni industriali, ma anche della crescita della produzione di energia da fonti rinnovabili (idroelettrico ed eolico) e di un incremento dell'efficienza energetica. Tra i settori che più incidono sul riscaldamento globale troviamo quello industriale e quello della produzione di energia.

Gli impianti di cogenerazione con una produzione combinata di energia elettrica e termica contribuiscono alla transizione verde rendendo la produzione di energia più efficiente con un minore impiego di fonte di energia primaria e una conseguente diminuzione dei gas serra prodotti.

Nel nostro Paese le unità di Cogenerazione che hanno consentito nel 2018 una produzione di calore pari a 35,5 TWh e di 46.1 TWh del 2022. La maggior parte degli impianti è localizzata nel nord Italia, zona in cui l'attività industriale è preponderante, ed in particolare in Piemonte ed in Lombardia.

In Piemonte, in Provincia di Cuneo, si trova il più grande sito produttivo Michelin per pneumatici dell'Europa Occidentale, il quale, per aderire agli obiettivi di contenimento delle emissioni ha avviato un progetto che include una centrale di trigenerazione, un impianto fotovoltaico posto sulle pensiline dei parcheggi, l'utilizzo della biomassa a filiera corta per integrare la produzione del vapore, e una possibile futura integrazione con l'impiego del biometano e dell'idrogeno.

Questo lavoro di Tesi si è focalizzato sulla Centrale di Cogenerazione alla cui realizzazione ha partecipato la Delta-ti Impianti S.p.A.

L'impianto di cogenerazione in questione è da considerarsi CAR (cogenerazione ad alto rendimento) poiché soddisfa i requisiti previsti dal Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 5 settembre 2011.

La centrale di cogenerazione presenta numerosi circuiti ognuno con una sua specifica funzione, ad esempio, i circuiti di raffreddamento (HT e LT), il circuito di reintegro dell'olio motore, il

circuito del gas naturale, dell'aria compressa strumenti, dell'aria compressa avviamento, il circuito urea, il circuito vapore e la linea fumi.

In particolare, si è voluta porre l'attenzione al circuito di raffreddamento LT calcolandone le perdite di carico e valutando le grandezze che possono influenzarle quali il diametro e quelle connesse alla tipologia di materiale; per i risultati ottenuti e i calcoli dettagliati si rimanda al lavoro svolto in parallelo dalla collega Erica Della Torre.

Da questa analisi è poi scaturita una valutazione economica sul costo di fornitura delle tubazioni, della raccorderia e del valvolame in funzione dei parametri sopra citati. Nel primo caso si è osservato che il cambiamento del materiale influisce poco sulle perdite di carico ma incide significativamente sui costi. I materiali presi in considerazione ovvero la ghisa, l'acciaio inox, l'acciaio al carbonio, PVC e PP-R presentano costi e caratteristiche differenti.

Le tubazioni in ghisa presentano un costo, un peso e una fragilità maggiori rispetto all'acciaio sono più adatte a circuiti interrati di scarico grazie anche alla buona resistenza alla corrosione. Presentano inoltre coefficienti di scabrezza maggiori rispetto alle altre alternative.

L'acciaio inox ha elevata qualità con un'ottima resistenza alla corrosione; tali caratteristiche giustificano il costo maggiore rispetto all'acciaio al carbonio. Considerando che nel circuito LT il fluido circolante è acqua glicolata al 30% con inibitore di corrosione e non un fluido altamente corrosivo, come può essere l'urea, la scelta sull'inox sembra tuttavia eccessiva.

Le tubazioni in PVC sembrano avere costi competitivi e presentano alcuni vantaggi, tra cui la maggiore leggerezza e una resistenza agli agenti chimici ma sono caratterizzati da una resistenza meccanica limitata e da un decadimento delle proprietà meccaniche nel tempo e con le variazioni di temperatura.

Infine, il polipropilene random (PP-R) grazie alla sua struttura multistrato ha performance competitive in termini di resistenza termica, resiste a temperature elevate mantenendo una buona resistenza alle alte pressioni rispetto al PVC ma registra costi di fornitura caratterizzati da un aumento vertiginoso per diametri elevati (DN150 e DN200) necessari per il circuito LT.

La scelta, dunque, ricaduta sull'acciaio al carbonio è risultata l'opzione più adatta in termini di ottimizzazione dei costi-benefici.

Un'ulteriore analisi è stata compiuta variando il diametro ma mantenendo lo stesso materiale (acciaio al carbonio); in questo caso l'andamento delle perdite di carico è opposto a quello dei

costi: le prime, infatti, all'aumentare del diametro diminuiscono. I costi invece, come logico aspettarsi, per diametri grandi crescono. Si è giunti quindi in una prima fase a considerare quale soluzione ottimale quella che prevede l'impiego di un diametro pari a DN 150 che soddisfa anche i requisiti di velocità massima ammissibile. Considerando tuttavia anche i vincoli di pressione imposti all'ingresso del motore, la scelta è ricaduta sul DN 200, diametro che effettivamente è stato utilizzato.

A seguito della realizzazione dei circuiti è necessario proseguire con le prove di pressione per controllare e verificare eventuali perdite e difetti che si verificano maggiormente nelle zone dove si addensano gli sforzi quali ad esempio le giunzioni. Quest'ultime possono essere giunzioni imbullonate tramite l'impiego di flange e bulloni, filettate o saldate. Alle saldature è stato dedicato un intero capitolo analizzando i metodi di saldatura e i controlli necessari per poter certificare l'accettabilità delle stesse prima di effettuare le prove di pressione. Nell'impianto di cogenerazione in questione sono state effettuate tre tipologie di controlli, in particolare, sono stati eseguiti i controlli visivi, i controlli a liquidi penetranti e i controlli radiografici.

Sul circuito LT sono state analizzate il 5% delle saldature tramite controlli radiografici e il 100% delle saldature tramite i controlli visivi; la prova di pressione idrostatica è stata eseguita ad una pressione di test pari a 9 bar che non ha evidenziato problematiche nella linea. Prima di effettuare la prova in pressione sono state apportate delle modifiche al circuito come la rimozione di alcuni componenti che risultavano già certificati dai produttori.

Bibliografia e sitografia

1. International Energy Agency . World Energy Outlook . 2022.
2. Confindustria Centro Studi . L'ECONOMIA ITALIANA TRA RIALZO DEI TASSI E INFLAZIONE ALTA . 2023 .
3. Terna . TERNA: NEL 2022 CONSUMI ELETTRICI ITALIANI PARI A 316,8 TWH. [Online] 23 gennaio 2023. <https://www.terna.it/it/media/comunicati-stampa/dettaglio/consumi-elettrici-2022>.
4. MASE. *LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2022*. Dipartimento Energia, Direzione generale Infrastrutture e Sicurezza, Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica . Luglio 2023.
5. Terna. *STATO DEL SISTEME ELETTRICO ITALIANO* . 2023.
6. Terna . TERNA: NEL 2023 CONSUMI ELETTRICI PARI A 306,1 TWH. [Online] 22 gennaio 2024. <https://www.terna.it/it/media/comunicati-stampa/dettaglio/consumi-elettrici-2023>.
7. Governo. *PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA*. 2021.
8. Portoraro, Armando. Sostenibilità. Tratto da materiale del corso di Impiego Industriale dell'energia, Politecnico di Torino . *Materiale del corso: Impiego industriale dell'energia*. 2023/2024.
9. ISPRA. *Le emissioni di gas serra in Italia: obiettivi di riduzione e scenari emissivi*. 2023.
10. MASE. *PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA*. [Online] 2023.
11. —. *Piano per la Transizione Ecologica*. [Online] 23 maggio 2023. <https://www.mase.gov.it/pagina/piano-la-transizione-ecologica>.
12. Edison, EDF Group. *STUDIO PRELIMINARE AMBIENTALE*. 27 Agosto 2021.
13. EdisonNext. *Autoproduzione sostenibile: Michelin Italia*. [Online] 2023. <https://www.edisonnext.it/it/casi-di-successo/michelin-italia/>.
14. GSE. *Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento CAR: Aggiornamento dell'edizione 1* . 2019.

15. Venturini, Paolo. IMPIANTI COMBINATI E COGENERAZIONE. [Online] 2018/2019. <https://documentiuniversitari.altervista.org/wp-content/uploads/2020/07/Impianti-Cogenerativi-Maio.pdf>.
16. Badami, Marco. Materiale del corso Impiego industriale dell'energia, Politecnico di Torino. *Materiale del corso "Impiego industriale dell'energia": Applicazioni Cogenerazione TG*. [Online] 2022/2023.
17. Nextville. [Online] 2023. https://www.nextville.it/Cogenerazione/37/Che_cosa_e_quando_convien.
18. Viessmann. Il presente e il futuro della cogenerazione in Italia. [Online] 21 agosto 2021. <https://industriale.viessmann.it/blog/presente-e-futuro-cogenerazione-italia>.
19. MISE. *RELAZIONE ANNUALE SULLA COGENERAZIONE IN ITALIA ANNO DI PRODUZIONE 2018* . 2020.
20. Portoraro, Armando. Industria ed ambiente. Tratto dal materiale del corso Impiego Industriale dell'energia, Politecnico di Torino . 2023/2024.
21. REGOLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO 16 aprile 2014, n.517 . 16 aprile 2014.
22. Arpae. *Carbon Footprint*. [Online] 21 Novembre 2021. <https://www.arpae.it/it/temi-ambientali/sostenibilita/strumenti-di-sostenibilita/altri-strumenti/carbon-footprint>.
23. Treccani. *Chimica dell'atmosfera*. [Online] 2007. https://www.treccani.it/enciclopedia/chimica-dell-atmosfera_%28Enciclopedia-della-Scienza-e-della-Tecnica%29/.
24. Greco, Pietro e Massariolo , Antonio. IL BO LIVE Università di Padova. *I dati del cambiamento climatico: aumentata la concentrazione di gas serra nell'atmosfera*. [Online] 19 giugno 2019. <https://ilbolive.unipd.it/it/news/dati-cambiamento-climatico-aumentata>.
25. Bartolo. *Capitolo I La cogenerazione*. [Online] 2010. https://www.politesi.polimi.it/bitstream/10589/6341/3/2010_07_Bartolo_03.pdf.
26. Barbaro, Chiara. *TESI DI DOTTORATO:OTTIMIZZAZIONE DI IMPIANTI POLIGENERATIVI E μ GRIDS ENERGETICHE PER APPLICAZIONI IN AMBITO CIVILE* . 2008/2009.

27. ENEA, Consiglio Nazionale delle Ricerche e RSE . *DECARBONIZZAZIONE DELL'ECONOMIA ITALIANA: il Catalogo delle Tecnologie Energetiche* . 2017.
28. ENEA. Le celle a combustibile per la decarbonizzazione nei settori energetico, industriale e della mobilità. [Online] febbraio 2020. <https://www.eai.enea.it/archivio/energia-e-green-new-deal-sommario/le-celle-a-combustibile-per-la-decarbonizzazione-nei-settori-energetico-industriale-e-della-mobilita.html>.
29. Celle a combustibile. *Treccani*. [Online] 2008. [https://www.treccani.it/enciclopedia/celle-a-combustibile_\(Enciclopedia-della-Scienza-e-della-Tecnica\)/](https://www.treccani.it/enciclopedia/celle-a-combustibile_(Enciclopedia-della-Scienza-e-della-Tecnica)/).
30. Temi dell'attività parlamentare. *Camera dei deputati*. [Online] 14 febbraio 2022. <https://www.camera.it/leg17/561?appro=i-certificati-bianchi>.
31. Edison, EDF Group. *Relazione Generale di Progetto per Assoggettabilità VIA*. 2021.
32. PRAGMA CHIMICA . Come proteggere i circuiti ad acqua glicolata. [Online] 21 luglio 2021. <https://www.pragmachimica.it/come-proteggere-i-circuiti-ad-acqua-glicolata/> .
33. Edison EDF Group. *BOP MOTORI HAZOP REPORT* . 2023.
34. Caleffi. Idraulica: Le perdite di carico negli impianti, il dimensionamento dei miscelatori. Novara : Poligrafica Moderna S.p.A. Novara, 28 giugno 2005.
35. Iteko Officine Italiane. [Online] <https://www.itekosrl.com/piping-tubazioni-industriali/>.
36. INKLIMA. [Online] <https://inklima.it/servizi/tubazioni-industriali/>.
37. Belkina, Ing. Antonio Nigro Arch. Irina. stbn. [Online] <https://www.stbn.it/tubazioni.html>.
38. bluforce.fitt. [Online] <https://bluforce.fitt.com/tubazioni-acqua/>.
39. aquatechnik. Listino prezzi. [Online] 2023. <https://www.aquatechnik.it/>.
40. Materiale del corso: Tecnologia dei materiali metallici, Politecnico di Torino . 2019.
41. Badami, Marco. Materiale del corso di Impiego industriale dell'energia: Manutenzione delle macchine e degli impianti . *Politecnico di Torino*. [Online] 2023.
42. Punto Netto. [Online] <https://www.puntonetto.it/controlli-non-distruttivi-con-liquidi-penetranti-approfondimento.html>.

43. Atlas Services. [Online] <https://www.atlaservices.it/radiografia-per-la-saldatura-come-funziona/>.

Allegati

Qui di seguito sono presenti nell'ordine:

- P&ID del circuito di raffreddamento LT;
- P&ID del circuito di raffreddamento LT con le note relative alla prova di pressione;
- P&ID del circuito di raffreddamento HT;
- P&ID del circuito condense ECO2;
- P&ID del circuito caldaia GVR;
- P&ID del circuito Ausiliari (olio e urea);
- Estratto del listino prezzi per le tubazioni in PVC ⁶;
- Estratto del listino prezzi per le tubazioni in PP-R⁷.

⁶ PVC: Listino n.19 “Laretel: tubi in pvc rigido per condotte di fluidi in pressione”, Dicembre 2022

⁷ PP-R: Listino prezzi “aquatechnik: soluzioni per l'idraulica e l'impiantistica”, dal 1° giugno 2023

Applicazioni e normative

Il tubo è conforme alla norma UNI EN ISO 1452-2 per il trasporto di fluidi in pressione per adduzione di acqua potabile, irrigazione e acque reflue a marchio IIP conforme al D.M.174 del 06/04/2004 (acque destinate al consumo umano), al D.M. del 21/03/1973 (fluidi alimentari: olio, vino, latte) e secondo la norma EN 1622 - analisi dell'acqua - determinazione della soglia di odore (TON) e della soglia di sapore (TFN).

Applications and norms

The pipe complies with the standard UNI EN ISO 1452-2 for the conveyance of fluids under pressure, used for drinking water, irrigation and waste waters. It has the quality mark IIP conforming to D.M. 174 DD. 6th April 2004 (water to be used for human consumption), to D.M. DD. 21st March 1973 (fluid food: oil, wine, milk) and according to standard EN 1622, analyses of water, determination of the odor (TON) and flavour (TFN) threshold.

Caratteristiche fisico meccaniche generali

Caratteristiche	Unità / unit	Valori / values	Metodi / methods	Properties
Resistenza minima richiesta a 50 anni MRS	Mpa	≥ 25	ISO 9080	Minimum resistance required within 50 years MRS
Peso specifico	gr/cm ³	1,35+1,46	ISO 1183	Specific weight
Carico di snervamento	Mpa	≥ 45	EN ISO 6259	Yield load
Allungamento allo snervamento	%	≥ 80	EN ISO 6259	Yield elongation
Modulo elastico	Mpa	- 3000	EN ISO 6259	Young's modulus
Coefficiente di dilatazione termica lineare	mm/m°C	- 0,06	ISO 11359-2	Coefficient of thermal linear expansion
VCM contenuto	ppm	< 1	ISO 6401	Content of Vinylchloride-monomer
Tensioni longitudinali	%	≤ 5	ISO 2505	Longitudinal tension
Temperatura di rammollimento (Vicat)	°C	> 80	ISO 2507	Softening temperature (VICAT degree)
Opacità	%	≤ 0,2	ISO 7686	Opacity
Resistenza all'urto	%	≤ 10	EN 744	Impact strength
Resistenza alla pressione interna				Resistance to internal pressure
1h a 20°C 42 Mpa	Ore / hours	> 1	ISO 1167	1h at 20°C 42 Mpa
1000h a 60°C 12,5 Mpa	Ore / hours	> 1000	ISO 1167	1000h at 60°C 12,5 Mpa
Tenuta idraulica dei giunti alla pressione interna	Ore / hours	> 1	ISO 1167	Tightness of joints against internal pressure
Durezza shore D	-	80 + 84	ASTM D676	Shore hardness D
Conducibilità termica	Kcal/h m°C	- 0,13	DIN 52612	Thermal conductivity

Physical and mechanical characteristics

Prescrizioni igienico sanitarie

I tubi in PVC rigido Lareter per condotte in pressione sono rispondenti alle prescrizioni igienico sanitarie italiane di cui al Decreto Ministero della Sanità D.M. 21.03.1973 e D.M. 174/2004. Per la Francia: A.C.S. (Attestation de Conformité Sanitaire) rilasciata da I.P.L. Per la Gran Bretagna: l'uso per la fornitura di acqua pubblica è certificata da WRAS (Water Regulations Advisory Scheme). Per la Germania: la potabilità è rilasciata dalla Hygiene-Institut per conto di DVGW.

Hygienical requirements

Lareter U-PVC pipes for pressure conducts correspond to the Italian hygienical requirements according to the "Ministry of Health" D.M. 21.03.1973 and D.M. 174/2004. France: the A.C.S. (Attestation de Conformité Sanitaire) released by I.P.L. Great Britain: the use of the delivery of public water is WRAS (Water Regulations Advisory Scheme) approved product. Germany: potability released by Hygiene-Institut on behalf of DVGW.



Prestazioni d'esercizio

In funzione delle temperature le pressioni di esercizio variano, come indicato nel seguente prospetto, in accordo alla UNI EN ISO 1452.

Working services

Depending on temperatures the working pressure changes, as shown in the following table, in accordance to UNI EN ISO 1452.

categoria category	temperatura °C temperature °C	pressione esercizio bar / working pressure		
		PN 6	PN 10	PN 16
PVC-U	20	6	10	16
PVC-U	40	4	7	11
PVC-U*	60	-	2	3

* Valori estrapolati dalla norma DIN 8062 - Values extrapolated from DIN 8062 norm

Corrispondenza tra pressione nominale e rigidità anulare

Il tubo PVC pressione Lareter può essere utilizzato anche per il trasporto di fluidi a gravità. In questo caso la grandezza meccanica di riferimento è la rigidità anulare SN (KN/m²).

Correspondence between nominal pressure and ring rigidity

Lareter PVC pressure pipe can be suitable for drain back fluids. In this case the mechanical quantity is: Ring Rigidity SN (KN/m²).

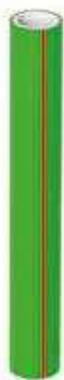
PN (bar)	6	10	12,5	16	20
SN (KN/m ²)	4	16	32	61	99

SISTEMA DI TUBI PLURISTRATO FIBRORINFORZATI E MONOSTRATO E RACCORDERIA IN PP-R 80 SUPER E PP-RCT da assemblare in polifusione



Figura

Descrizione Tubi pluristrato fibrorinforzati



TUBO *faser* FIBER-T, PP-RCT/PP-RF/PP-R, tubo pluristrato per trasporto acqua calda e fredda, potabile e non potabile, per impianti sanitari ad alta temperatura, con strato intermedio caricato con fibre speciali e strato interno in PP-RCT WOR (White Oxidation Resistance), strato interno colore bianco, strato esterno colore verde con strisce rosse, in verghe da m 4

COD	Ø	SDR	Ext	S	Int	DN	€/m
61358	100	7,4	20	2,8	14,4	15	2,83
61360	100	7,4	25	3,5	18,0	20	4,40
61362	40	7,4	32	4,4	23,2	25	6,50
61364	40	7,4	40	5,5	29,0	32	10,88
61366	20	7,4	50	6,9	36,2	40	15,94
61368	20	7,4	63	8,6	45,8	50	24,83
61370	20	7,4	75	10,3	54,4	-	36,09
61372	12	7,4	90	12,3	65,4	65	54,43
61374	8	7,4	110	15,1	79,8	80	78,22
61376	4	7,4	125	17,1	90,8	-	102,04



TUBO *faser* FIBER-T, PP-RCT/PP-RF/PP-R, tubo pluristrato per trasporto acqua calda e fredda, potabile e non potabile, per impianti sanitari ad alta temperatura, con strato intermedio caricato con fibre speciali e strato interno in PP-RCT WOR (White Oxidation Resistance), strato interno colore bianco, strato esterno colore bianco con strisce rosse, in verghe da m 5,8 con saldatura testa a testa

COD	Ø	SDR	Ext	S	Int	DN	€/m
61378U	5,8	7,4	160	21,9	116,2	125	143,85
61380U	5,8	7,4	200	27,4	145,2	150	225,99



TUBO *faser* FIBER-COND, PP-RCT/PP-RF/PP-R, tubo pluristrato per trasporto di acqua a media temperatura e fredda, potabile e non potabile, per impianti di riscaldamento ad alta temperatura, con strato intermedio caricato con fibre speciali e strato interno in PP-RCT WOR (White Oxidation Resistance), strato interno colore bianco, strato esterno colore bianco con strisce grigie, in verghe da m 4 da Ø 32 a 125 mm, in verghe da 5,8 m da Ø 160 a 315 mm con saldatura testa a testa

COD	Ø	SDR	Ext	S	Int	DN	€/m
61462U	40	11	32	2,9	26,2	25	5,03
61464U	40	11	40	3,7	32,6	32	7,90
61466U	20	11	50	4,6	40,8	40	12,16
61468U	20	11	63	5,8	51,4	50	18,33
61470U	20	11	75	6,8	61,4	65	26,76
61472U	12	11	90	8,2	73,6	80	38,94
61474U	8	11	110	10,0	90,0	-	58,44
61476U	4	11	125	11,4	102,2	100	73,04
61478U	5,8	11	160	14,6	130,8	125	97,11
61480U	5,8	11	200	18,2	163,6	150	158,97
61482U	5,8	11	250	22,7	204,6	200	249,38
61484U	5,8	11	315	28,6	257,8	250	387,53
61486U	5,8	11	355	32,2	290,6	300	515,10
61488U	5,8	11	400	36,3	327,4	300	656,29

