



UNIVERSITA' POLITECNICA DELLE MARCHE
FACOLTA' DI INGEGNERIA

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Meccanica
Curriculum Termomeccanico

**STUDIO DI UN ACCUMULO TERMICO PER IL MIGLIORAMENTO
DELLA GESTIONE DI UN IMPIANTO DI COGENERAZIONE
ABBINATO A TELERISCALDAMENTO URBANO**

**A CASE OF STUDY OF A THERMAL STORAGE: IMPROVING THE
COGENERATION PLANT MANAGEMENT COMBINED WITH
URBAN DISTRICT HEATING**

Relatore: Chiar.mo

Prof. Gabriele Comodi

Correlatore: Chiar.mo

Prof. Andrea Crivellini

Correlatore:

Ing. Danilo Salvi

Laureando:

Matteo Beccacece

ANNO ACCADEMICO 2018-2019

Abstract

La presente tesi di laurea si basa sull'efficientamento energetico e ha lo scopo di verificare, dal punto di vista fluidodinamico, se lo storage lavora come ipotizzato. Questo studio inoltre ha l'interesse di conoscere l'entità del vantaggio economico che tale componente produce. Detto vantaggio è deducibile dalle ore di funzionamento in più che esso permette di far fare al cogeneratore. Lo storage infatti è interposto tra il cogeneratore e la rete di teleriscaldamento ed ha il compito di aumentarne l'elasticità d'inseguimento della richiesta termica, comportando un aumento di ore di lavoro del cogeneratore. Tali ore, note dalle analisi fluidodinamiche, si traducono in un incremento di certificati bianchi ottenibili, ovvero un'entrata economica non indifferente.

Il lavoro di tale elaborato è stato svolto nell'azienda Astea S.p.A. nella sede di Recanati ed esposto col'integrazione iniziale di una parte teorica volta ad analizzare ed introdurre i concetti basilari. Questi riguardano i sistemi di accumulo di energia termica, la cogenerazione, il teleriscaldamento, i certificati bianchi e l'impianto di produzione di Osimo dove verrà installato lo storage. In seguito, sono trattate le simulazioni fluidodinamiche analizzando i vettori velocità, lo stato dinamico e quello statico del liquido all'interno dello storage nei vari transitori. Queste analisi, necessarie all'ottenimento di informazioni in merito al tempo di carica e di scarica, fanno sì che si possa fare delle stime di ritorno economico che tale investimento produce. Successivamente sono esposte: l'analisi della richiesta termica giornaliera, la valutazione della fase giornaliera più consona all'utilizzo dello storage e i miglioramenti di gestione e di pianificazione dell'uso del cogeneratore. In conclusione, si stima l'entità dell'aumento delle ore di produzione dell'energia in modo efficiente, il rispettivo numero di certificati bianchi ottenibili, quindi i correlativi guadagni economici e il payback dello storage.

INDICE

INTRODUZIONE.....	1
Capitolo I – BASE TEORICA.....	4
1.1 Thermal Energy Storage.....	4
1.2 Teleriscaldamento.....	8
1.2.1 Vantaggi per gli utenti.....	9
1.2.2 Pregi del teleriscaldamento.....	11
1.2.3 Aspetti energetici e ambientali.....	11
1.3 Cogenerazione	13
1.3.1 La cogenerazione e il teleriscaldamento.....	15
1.3.2 Struttura di una centrale di cogenerazione.....	15
1.3.3 Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR).....	16
1.4 Descrizione dell’impianto di Osimo.....	19
1.4.1 Layout della centrale.....	19
1.4.2 La rete di distribuzione.....	21
1.4.3 La gestione della produzione.....	22
1.4.4 Interventi migliorativi.....	23
1.5 Certificati Bianchi.....	26
1.5.1 L’efficienza energetica italiana.....	27
Capitolo II – STORAGE ASTEA.....	30
2.1 Modello dello storage termico.....	31
2.2 Motivazioni dell’introduzione dello storage.....	34
2.3 Posizionamento dello storage.....	34
2.4 Possibili utilizzi.....	37

Capitolo III – REALIZZAZIONE DEL MODELLO.....	40
3.1 Software: Solid Edge e Ansys.....	40
3.2 Modellazione 3D.....	41
3.3 Modellazione in Ansys.....	41
Capitolo IV – ANALISI FLUIDODINAMICA.....	47
4.1 Motivazioni dell’analisi fluidodinamica.....	47
4.2 Simulazioni fluidodinamiche.....	48
4.2.1 Vettori velocità.....	48
4.2.2 Stratificazione	55
4.2.3 Convezione	61
4.2.4 Scarica.....	67
Capitolo V – ANALISI ECONOMICA.....	75
5.1 Analisi della richiesta termica e della gestione del cogeneratore.....	75
5.2 Analisi economica.....	82
5.2.1 Stima del ritorno economico dai certificati bianchi.....	82
5.2.2 Stima del guadagno con l’arresto posticipato del cogeneratore.....	86
5.2.3 Payback dello storage.....	87
CONCLUSIONE.....	89
BIBLIOGRAFIA.....	92
SITOGRAFIA.....	93
RINGRAZIAMENTI.....	94

INDICE DELLE FIGURE

Capitolo I – BASE TEORICA

Figura 1.1: Thermal Energy Storage.....	4
Figura 1.2: Stratificazione dello storage.....	7
Figura 1.3: Schema d’impianto del teleriscaldamento.....	8
Figura 1.4: Produzione separata di energia elettrica e termica.....	14
Figura 1.5: Produzione congiunta di energia elettrica e termica.....	14
Figura 1.6: Schema della centrale di Osimo.....	19
Figura 1.7 Schema di distribuzione e della rete di Osimo.....	21
Figura 1.8: Cricchi termici mensili della rete relativi all’anno 2017.....	24
Figura 1.9: Intensità energetica di alcuni paesi europei, espressa in tep/M€.....	28
Figura 1.10: Riduzione dei tep per settore prevista per il 2030.....	28

Capitolo II – STORAGE ASTEA

Figura 2.1: Storage Astea.....	30
Figura 2.2: Tavole dello storage Astea, viste B-B e C-C.....	32
Figura 2.3: Tavole dei sei piatti forati.....	33
Figura 2.4: Schema attuale del collegamento tra il cogeneratore e la rete.....	35
Figura 2.5: Schema di collegamento dello storage con il cogeneratore e la rete.....	36
Figura 2.6: Configurazione di carica dello storage a 60 m ³ /h.....	38
Figura 2.7: Configurazione di carica dello storage a 30 m ³ /h e teleriscaldamento...	38
Figura 2.8: Configurazione della scarica dello storage.....	39

Capitolo III – REALIZZAZIONE DEL MODELLO

Figura 3.1: Esploso dello storage.....	41
Figura 3.2: Liquido interno allo storage.....	42
Figura 3.3: Zoom liquido interno, parte superiore.....	43
Figura 3.4: Barra di Ansys.....	44

Figura 3.5: Mesh del liquido.....	45
Figura 3.6: Zoom della mesh del liquido, parte superiore.....	46

Capitolo IV – ANALISI FLUIDODINAMICA

Figura 4.1: Vettori velocità risultanti dalla simulazione fluidodinamica con velocità 1 m/s, caso turbolento.....	50
Figura 4.2: Vettori velocità del fluido in mandata.....	51
Figura 4.3: Vettori velocità in aspirazione.....	52
Figura 4.4: Vettori velocità risultanti dalla simulazione fluidodinamica con velocità 1 m/s, caso laminare.....	53
Figura 4.5: Vettori velocità del fluido in mandata.....	54
Figura 4.6: Vettori velocità del fluido in aspirazione.....	54
Figura 4.7: Confronto tra inizio e fine carica a 1 m/s.....	56
Figura 4.8: Confronto tra inizio e fine carica a 0,5 m/s senza piatti.....	57
Figura 4.9: Confronto tra inizio e fine carica a 0,5 m/s con piatti.....	58
Figura 4.10: Quattro istanti della carica a 0,5 m/s senza piatti.....	60
Figura 4.11: Quattro istanti della carica a 0,5 m/s con i piatti a temperatura 65°C.....	60
Figura 4.12: Confronto delle stratificazioni senza piatti.....	63
Figura 4.13: Confronto delle stratificazioni con piatti.....	64
Figura 4.14: Streamline caso convettivo senza piatti.....	65
Figura 4.15: Streamline caso convettivo con piatti.....	66
Figura 4.16: Configurazione scarica dello storage.....	68
Figura 4.17: Confronto tra inizio e fine della scarica a 60 m ³ /h.....	69
Figura 4.18: Confronto tra inizio e fine della scarica a 100 m ³ /h senza piatti.....	70
Figura 4.19: Confronto tra inizio e fine della scarica a 100 m ³ /h con piatti.....	71
Figura 4.20: Quattro istanti della scarica a 100 m ³ /h senza piatti.....	73
Figura 4.21: Quattro istanti della scarica a 100 m ³ /h con i piatti a temperatura.....	73

Capitolo V – ANALISI ECONOMICA

Figura 5.1: Richiesta e produzione dell'energia relativa al periodo invernale.....	75
Figura 5.2: Richiesta e produzione dell'energia, relativa al periodo intermedio.....	76
Figura 5.3: Aumento dell'energia prodotta dal cogeneratore.....	78
Figura 5.4: Energia immagazzinata nello storage.....	78
Figura 5.5: Carichi mesi del periodo intermedio.....	80
Figura 5.6: Carico richiesto per l'ora 21:00 al variare dei mesi.....	81
Figura 5.7: Aumento di energia prodotta dal CHP per i periodi di aprile, maggio, settembre e ottobre grazie al tes ed ai periodi consoni.....	81
Figura 5.8: Possibile produzione e richiesta dell'energia termica relativa al mese di Luglio.....	84
Figura 5.9: Possibile produzione e richiesta dell'energia termica relativa al mese di agosto.....	84
Figura 5.10: Payback dello storage.....	88

CONCLUSIONE

Figura 6.1: Incassi relativi all'uso storage.....	90
---	----

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1.1: Programma di funzionamento del cogeneratore.....	23
Tabella 4.1: Tempi delle simulazioni di carica.....	61
Tabella 4.2: Tempi delle simulazioni di scarica.....	71
Tabella 5.1: Programma di funzionamento del cogeneratore con lo storage.....	77
Tabella 5.2: Guadagno annuo con l'ausilio dello storage.....	83
Tabella 5.3: Guadagno annuo con l'ausilio dello storage, considerando anche il periodo estivo.....	85
Tabella 5.4: Guadagno ottenibile dallo spegnimento posticipato del cogeneratore.....	86

INTRODUZIONE

Nel corso degli ultimi decenni il tema dell'efficienza energetica è stato uno dei più affrontati da tutta la comunità scientifica e politica. L'attenzione posta sul modo attraverso il quale si genera l'energia ha condotto ad incentivare il miglioramento della produzione energetica al fine di consumare meno mantenendo le stesse abitudini. Di fatto, tale efficienza è considerata una fonte di energia a sé stante. Oltre a tali interessi si ha cura di ridurre le emissioni di gas ad effetto serra e salvaguardare il pianeta.

I chiari cambiamenti climatici hanno spinto il consiglio dell'UE ad avviare negoziati con il parlamento europeo per la revisione della direttiva sull'efficienza energetica, che ha come scopo il miglioramento delle disposizioni esistenti e il conseguimento degli obiettivi in materia clima ed energia per il 2030. Questi cambiamenti non hanno sollecitato solo l'Europa ma tutto il mondo intero. Le nazioni unite si sono riunite per la prima volta a Rio de Janeiro nel 1992 alla conferenza denominata "United Nations Conference on Environment and Development" per trattare di tali tematiche. Questo diede importanti obiettivi che poi furono fissati in modo chiaro e ferreo, alcuni anni dopo, nel protocollo di Kyoto.

Il protocollo di Kyoto del 1997 sanciva gli obiettivi per i tagli delle emissioni di gas responsabili del surriscaldamento del pianeta e progetti di protezione dei boschi, delle foreste e dei terreni agricoli, in quanto sono dei serbatoi che assorbono anidride carbonica, chiamati "carbon sink".

Il primo accordo universale e giuridicamente vincolante sul clima mondiale però è arrivato solo nel dicembre 2015 dove alla Conferenza sul Clima di Parigi che 195 paesi hanno adottato. L'accordo definisce un piano d'azione globale, inteso a rimettere il mondo sulla buona strada per evitare cambiamenti climatici pericolosi, limitando il riscaldamento globale ben al di sotto dei 2°C, i quali obiettivi chiave per il 2030 sono:

- Una riduzione almeno del 40% delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990)
- Almeno il 32% dell'energia consumata sia rinnovabile
- Un miglioramento almeno del 32,5% dell'efficienza energetica

Quattro cosiddetti "fattori abilitanti" aiuteranno a conseguire questi obiettivi:

1. Migliore attuazione della legislazione
2. Migliore informazione migliorando la base di conoscenze
3. Investimenti più e più saggi per la politica ambientale e climatica
4. Piena integrazione dei requisiti e delle considerazioni ambientali in altre politiche

Il raggiungimento di tali obiettivi quindi, è affidato a strategie volte al risparmio energetico e alla produzione di energia da fonti rinnovabili, le cui soluzioni impiantistiche stanno oggi vedendo un'esponenziale crescita nel mercato dei paesi industrializzati. Tuttavia, gran parte degli impianti ad energia rinnovabile, in particolare l'eolico e il solare fotovoltaico, è caratterizzata dall'intermittenza dell'erogazione di energia, variabile sia nell'arco della giornata sia nei vari giorni l'anno, e richiede quindi un'estrema flessibilità del coordinamento tra produzione e trasmissione in rete. D'altra parte, la loro massiccia introduzione nella rete elettrica sta portando ad un funzionamento discontinuo degli impianti tradizionali, i quali saranno meno spesso chiamati a produrre. Per conciliare questi fattori, lo sviluppo di sistemi di accumulo di energia rappresenta una soluzione al problema dello sbilanciamento tra la produzione e il consumo di energia, questione direttamente legata alla stabilità e all'efficienza complessiva della rete elettrica. Attualmente in commercio sono disponibili numerose tecnologie di stoccaggio, alcune mature e altre meno, in grado di offrire elevate efficienze, modesti costi e flessibilità di esercizio. Tra queste, i sistemi di accumulo di energia termica (TESS – Thermal Energy Storage System) spiccano per versatilità e fattibilità economica, proponendo un gran numero di tecnologie, soluzioni e combinazioni con i vari impianti di produzione già esistenti. I TESS vengono solitamente classificati a seconda che effettuino l'accumulo di calore sensibile, l'accumulo di calore latente o l'accumulo termo-chimico. La scelta della modalità di stoccaggio dipende dalle temperature di esercizio e dalla tipologia di applicazione in esame.

Nel presente lavoro, si è trattato dello storage termico che verrà installato nella centrale cogenerativa di Osimo e collegato alla rete di teleriscaldamento, descritti nel primo capitolo, di proprietà dell'Astea S.p.A., società di produzione e fornitura di energia elettrica e gas, con servizio idrico integrato, teleriscaldamento e servizio di igiene urbana.

Nel secondo capitolo è descritto le caratteristiche del futuro storage e le considerazioni che si sono fatte in merito: alle motivazioni dell'acquisto, al posizionamento e ai possibili utilizzi.

Nel terzo capitolo sono esposti i software che sono stati adottati, ovvero Solid Edge e Ansys, quindi come sono stati utilizzati per sviluppare e discretizzare i modelli tridimensionali.

Nel quarto capitolo si tratta delle simulazioni fluidodinamiche svolte e i risultati che queste hanno generato. Dette simulazioni volte a verificare il corretto funzionamento dello storage e allo stimare le ore in più che esso consente di far fare al cogeneratore.

In fine, nel quinto capitolo, si è studiato l'aspetto economico di tale modifica all'impianto, quindi l'entità dei benefici in termini monetari.

CAPITOLO I

BASE TEORICA

In questo capitolo vengono fornite le informazioni di base che necessitano per la trattazione e per l'apprendimento di quanto esposto in tale elaborato. In prima istanza viene descritto i sistemi di accumulo, poi il teleriscaldamento e la cogenerazione. Successivamente viene spiegato che cosa sono i certificati bianchi ed infine è illustrato l'impianto di Osimo, di proprietà Astea S.p.A., nel quale verrà poi installato lo storage.

1.1 Thermal Energy Storage



Figura 1.1: Thermal Energy Storage

Il Thermal Energy Storage (TES) è un componente d'impianto che ha il compito di immagazzinare l'energia termica attraverso il riscaldamento (o il raffreddamento) di un mezzo di accumulo (storage material). In tal modo, l'energia accumulata può essere utilizzata successivamente, allo scopo di riscaldare (o raffreddare) oppure per produrre energia elettrica. Lo stoccaggio termico è una tecnologia comunemente adottata sia nel

settore domestico sia in quello industriale, mentre non è ancora molto diffuso nel campo della generazione di energia elettrica. Il consumo energetico all'interno degli edifici e nei processi industriali, per circa la metà, è sotto forma di energia termica e risulta estremamente variabile, sia nell'arco di una stessa giornata sia nei vari giorni dell'anno. Inoltre, l'intermittenza della fornitura, la disponibilità imprevedibile e la potenza non costante rappresentano gravi limiti nello sfruttamento della maggior parte delle fonti di energie rinnovabili. I sistemi di accumulo di energia termica costituiscono una soluzione innovativa per incrementare l'efficienza di un sistema e per bilanciare la domanda e l'offerta di energia nell'arco del giorno, delle settimane e perfino delle stagioni. La tecnologia di accumulo di energia termica richiede di combinare l'individuazione di opportuni mezzi di accumulo termico con la progettazione di scambiatori termici finalizzati al carico e allo scarico di tale mezzo.

I TESS possono essere classificati in base alle applicazioni, o meglio, alle temperature in cui operano i processi secondo lo schema seguente:

- sistemi criogenici: sistemi per fare freddo in cui l'energia è stoccata all'interno di serbatoi contenenti un gas allo stato liquido (aria o azoto) a temperature inferiori a quella ambiente;
- sistemi a pompa di calore: l'energia è accumulata o sotto forma di calore sensibile o sotto forma di calore latente in serbatoi ad alta temperatura;
- sistemi ibridi: in questi impianti sono presenti sia un mezzo di accumulo freddo sia uno caldo per lo stoccaggio di energia termica.

Oppure possono essere classificati a seconda se effettuano:

- accumulo di calore sensibile (SHTES – Sensible Heat Thermal Energy Storage): si basa sull'immagazzinamento di energia termica mediante il riscaldamento o il raffreddamento di un mezzo di accumulo liquido o solido;
- accumulo di calore latente (LHTES – Latent Heat Thermal Energy Storage): è basato sul calore assorbito o rilasciato quando un materiale a cambiamento di fase (PCMs – Phase Change Materials) effettua una trasformazione di fase da solido a liquido oppure da liquido a gas;
- accumulo termo-chimico (TCS – Thermo-Chemical Storage): è basato sul rilascio e l'accumulo di energia termica durante le reazioni chimiche (fenomeni di assorbimento e adsorbimento).

Nell'accumulo di calore sensibile l'energia viene stoccata mediante la variazione della temperatura di un mezzo liquido (acqua, olio) o solido (roccia, mattoni, sabbia) senza alcun cambiamento di fase nell'intervallo di temperature del processo. Ciò che varia è quindi l'energia interna del mezzo di accumulo. La quantità di energia accumulata è proporzionale alla differenza tra la temperatura finale e quella iniziale. Proprio per questo l'acqua si presenta come la miglior candidata per il TES a calore sensibile, rispondendo estremamente bene ai requisiti richiesti, poiché è caratterizzata da un alto valore del calore specifico (4190 J/kg-K). Tuttavia, oltre i 100°C in condizione di normale pressione, vengono impiegati oli, sali fusi, metalli liquidi, per passare poi ai materiali solidi (rocce e minerali, materiali ceramici, metalli, calcestruzzo, ecc.) che possono essere impiegati in alcuni casi fino a 1000°C. Altri parametri da tenere in considerazione nella scelta del mezzo e, in generale, nella progettazione di un sistema di accumulo a calore sensibile sono: la velocità di estrazione del calore (funzione della conduttività e diffusività termica), le temperature di esercizio, la pressione di vapore, la corrosività e la compatibilità tra i materiali dei diversi componenti dell'impianto, le perdite di calore (che sono funzione del rapporto dell'area superficiale sul volume) e naturalmente i costi. Un TES a calore sensibile è solitamente costituito dal materiale di accumulo, un serbatoio, un eventuale fluido termovettore diverso dallo storage medium e dai dispositivi di ingresso e uscita. Il serbatoio deve contemporaneamente contenere il materiale di accumulo e prevenire le perdite di energia termica.

La presenza di un gradiente termico attraverso il mezzo, caratteristica chiamata stratificazione, è la presenza di una porzione calda nella parte superiore del tank e una regione fredda nella parte inferiore. Questa caratteristica è assai gradita e ricercata, infatti maggiore è la stratificazione maggiore sarà l'energia accumulata all'interno del serbatoio. I mezzi di accumulo liquidi (principalmente acqua, oli e sali fusi) mantengono la naturale stratificazione termica a causa della differenza di densità tra la parte calda e quella fredda. Questo garantisce il desiderato gradiente termico attraverso l'accumulatore. Tale fenomeno è chiaramente visibile nella figura 1.2, questa rappresenta istanti differenti della carica dell'accumulatore e si evince la netta differenza delle densità dovuta alla temperatura.

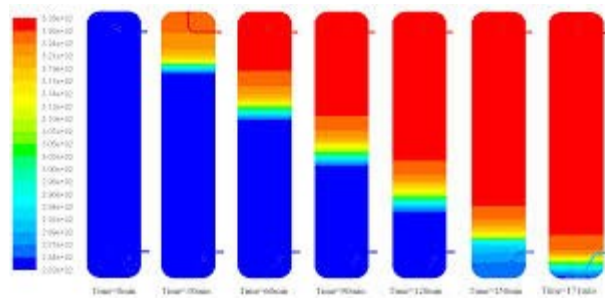


Figura 1.2: Stratificazione dello storage

Tuttavia, per sfruttare il vantaggio della stratificazione, è necessario che il fluido caldo sia presente nella parte superiore del serbatoio durante la carica, e che il fluido freddo venga prelevato dal fondo durante la scarica, in modo da evitare la miscelazione.

1.2 Teleriscaldamento

Il riscaldamento convenzionale, nei centri urbani e nelle periferie odierne, ogni singolo edificio provvede per proprio conto al riscaldamento e il calore viene prodotto tramite caldaie dimensionate per ogni struttura o tramite caldaie autonome per ogni singola unità immobiliare. Questo sistema ha un rendimento più basso, anche quando si ricorre a tecnologie più moderne, infatti non più del 75-80% dell'energia primaria fossile contenuta nel combustibile e, quel che è più importante, utilizza energia termodinamicamente pregiata, quella prodotta dalla combustione a temperatura di circa 1.200/1.500 °C, per riscaldare un ambiente a soli 20 °C. Quindi, nel processo di produzione termica convenzionale, oltre la metà dell'energia primaria contenuta nei combustibili viene dissipata nell'ambiente, con spreco di risorse economiche ed enormi problemi di impatto ambientale.



Figura 1.3: Schema d'impianto del teleriscaldamento

Il teleriscaldamento, invece, chiamato in inglese District Heating Network (DHN), la cui traduzione segue "riscaldamento urbano a rete", è un servizio energetico presente in centri urbani definito come un sistema di riscaldamento a distanza di un quartiere o di una città che utilizza il calore prodotto da una centrale termica, da un impianto di cogenerazione o da una sorgente geotermica. In un sistema di teleriscaldamento il calore viene distribuito agli edifici tramite una rete di tubazioni in cui fluisce l'acqua calda o il vapore.

Questo servizio energetico rappresenta una soluzione alternativa, rispettosa dell'ambiente, sicura ed economica per la produzione di acqua igienico-sanitaria e per il riscaldamento degli edifici residenziali, terziari e commerciali.

Il vocabolo “teleriscaldamento” indica una specifica peculiarità del servizio, ossia la distanza esistente tra il punto di produzione e i punti di utilizzo del calore: il cuore del sistema è composto da una o più centrali che possono servire edifici situati anche ad alcuni chilometri di distanza collegati tramite una rete interrata (sistema a rete).

La figura 1.3 risalta i principali componenti di un sistema di teleriscaldamento: una centrale termica, dove avviene la produzione del calore, una rete di speciali condotte interrate adibite al trasporto e alla distribuzione del acqua riscaldata. Vi sono anche delle sottocentrali le quali sono situate nei singoli edifici da servire, costituite da scambiatori di calore che permettono di realizzare lo scambio termico tra l’acqua della rete di teleriscaldamento (circuito primario) e l’acqua del circuito dell’utenza (circuito secondario), senza che vi sia miscelazione tra i due fluidi.

Il sistema di distribuzione riposto negli edifici allacciati alla rete resta inalterato rispetto al sistema di riscaldamento convenzionale, mentre la classica caldaia è sostituita dallo scambiatore di calore. Ovviamente, nella circostanza in cui allo scambiatore siano allacciate più utenze presso ciascuna di esse è installata una apposita apparecchiatura che consente di gestire autonomamente le temperature dei locali e di registrare i relativi consumi. L’acqua riscaldata dalla centrale termica viene distribuita ai diversi edifici attraverso la rete di distribuzione. Giunta allo scambiatore dell’utenza, l’acqua della rete trasferisce all’acqua dell’impianto di distribuzione dell’edificio il calore necessario per riscaldare gli ambienti e per la produzione di acqua calda sanitaria. Alla fine di questo processo, l’acqua, ormai raffreddata, ritorna in centrale per essere nuovamente riscaldata.

La centrale termica è l’insieme degli impianti che fornisce calore all’acqua, ma in realtà l’energia termica immessa nelle reti di teleriscaldamento può avere diverse provenienze: può essere prodotta da una centrale termica convenzionale di grosse dimensioni, può essere prodotta tramite una centrale di produzione combinata di elettricità e calore, può provenire da processi industriali (calore di scarto a bassa temperatura), da fonte geotermica o da fonti rinnovabili.

1.2.1 Vantaggi per gli utenti

L’utente finale è posto nella semplicità più totale nell’utilizzo del teleriscaldamento. La facilità d’uso e la sicurezza sono assicurate dal fatto che si distribuisce acqua calda, per cui non è più indispensabile installare presso la residenza o il palazzo la centrale termica e tutte le infrastrutture connesse al suo funzionamento, come canne fumarie, locali appositi, scarichi di sicurezza e cisterne.

Tale servizio fa sì che non vi sia la caldaia all'interno delle singole utenze e questo comporta l'eliminazione dei rischi di esplosione e intossicazione da fumi, eventi che durante i periodi invernali continuano purtroppo a ripetersi. Dal momento che le prescrizioni di legge sulle verifiche di sicurezza e di efficienza energetica delle caldaie non sempre vengono osservate ed è impossibile effettuare controlli a tappeto su un numero così elevato di impianti.

Detto ciò è evidente che il teleriscaldamento consente quindi all'utente finale di evitare i costi relativi alla manutenzione e alla sostituzione degli impianti; le apparecchiature della sottocentrale, infatti, sono semplici e gli oneri di manutenzione minimi.

Ogni utenza esborsa solo il calore già pronto all'uso e lo paga a consumo attuato. La tariffa è verosimilmente la stessa di quella del calore prodotto tramite combustione in una caldaia di edificio alimentata a gas naturale, che risulta il combustibile certamente meno costoso fra quelli utilizzati per il riscaldamento degli edifici.

Il consumo e il pagamento vengono controllati, nei moderni impianti di teleriscaldamento (compreso quello di Osimo), attraverso sistemi di contabilizzazione per ogni singolo alloggio, abbinati a sistemi di controllo dei tempi di funzionamento e delle temperature. In questo modo l'impianto di teleriscaldamento può essere gestito, in termini di temperature, di periodi di funzionamento e di consumi, esattamente come un impianto autonomo, assicurando in più rendimenti energetici globali superiori e maggiore sicurezza.

L'espansione del teleriscaldamento, per questi motivi, garantisce all'utente:

- migliore convenienza anche per coloro che già utilizzano il gas naturale: l'assenza della caldaia e il fatto di non necessitare della canna fumaria si traducono in minori costi di gestione e di manutenzione della centrale termica;
- soppressione della necessità del "terzo responsabile" (soggetto al quale è possibile delegare la responsabilità relativa all'esercizio e alla manutenzione dell'impianto termico) per le attività direttamente connesse a caldaia e bruciatore.
- riduzione dei costi per la manutenzione e il controllo periodico obbligatorio della caldaia e del bruciatore, inclusa la pulizia e la verifica dei condotti dei fumi, previste dal D.P.R. 412/93 per gli impianti di riscaldamento tradizionali, sia a metano che a gasolio;
- più convenienza rispetto al gasolio o al GPL, perché il costo del teleriscaldamento è ancorato a quello del gas naturale, definite secondo i parametri stabiliti dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas;
- economia dello spazio solitamente dedicato al locale caldaia negli edifici di nuova costruzione;

- nessuna spesa di sostituzione di caldaia e bruciatore;
- concretizzazione e/o trasformazione di alcune delle superfici calpestabili presenti sul tetto degli edifici grazie alla rimozione delle canne fumarie;

1.2.2 Pregi del teleriscaldamento

Tale servizio rappresenta una via del tutto innovativa per utilizzare in modo razionale le risorse energetiche e per controllare l'inquinamento locale, nonché un sistema di limitazione della spesa energetica garantendo benefici sia per la collettività che per i singoli utenti. I privilegi che il teleriscaldamento può concedere, rispetto alle forme tradizionali di produzione di energia termica, essenzialmente possono essere ricondotti a:

- Vantaggi economici e facilità d'uso per i fruitori
- Parsimonia energetica e benefici ambientali

1.2.3 Aspetti energetici ed ambientali

Il District Heating Network permette di impiegare le fonti energetiche disponibili, integrandole nel migliore dei modi tra loro: nella centrale è possibile bruciare combustibili diversi oppure utilizzare il calore di recupero da vari processi industriali, da fumi inceneritori di rifiuti o da altre fonti energetiche rinnovabili.

Nella situazione in cui l'input di energia sia una sorgente fossile, il teleriscaldamento, usufruendo di centrali a cogenerazione, come nel caso del comune di Osimo, genera energia elettrica e calore, consentendo di utilizzare una frazione consistente dell'energia primaria contenuta nel combustibile, ben superiore a quella consentita dalle produzioni separate. Inoltre, la contemporanea produzione di energia elettrica in prossimità dei centri di utilizzo influisce positivamente sul sistema di trasporto e distribuzione, diminuendo la necessità di costruire nuovi elettrodi ad alta e altissima tensione, particolarmente dannosi per l'atmosfera. L'efficienza energetica che presenta il teleriscaldamento è molto più elevata paragonata al sistema di riscaldamento classico poiché permette di diminuire i consumi e di utilizzare meglio il combustibile: si tratta infatti di un unico impianto, ad elevato rendimento, che sostituisce un gran numero di singole caldaie relativamente poco efficienti dal punto di vista energetico e ad alto impatto ambientale. Per comprendere meglio quanto detto è necessario studiare due parametri fondamentali: il risparmio dell'energia primaria e il conseguente

risparmio di anidride carbonica immessa in atmosfera rispetto all'utilizzo di sistemi di riscaldamento tradizionali individuali alimentati a gas. Questi sono, infatti, i presupposti che giustificano la realizzazione di sistemi di teleriscaldamento (alimentati da impianti di cogenerazione, da fonti rinnovabili, da energie altrimenti disperse). Soprattutto la riduzione dell'impatto ambientale è diventata, oggi, prioritaria rispetto ai problemi di puro risparmio energetico. Basti ricordare le alterazioni climatiche connesse alle emissioni di gas ad effetto serra (CO₂ in primo luogo), in larga parte dovute proprio all'utilizzo dei combustibili fossili. Non a caso le norme attuative degli accordi internazionali miranti alla riduzione dei gas serra indicano proprio nel teleriscaldamento uno degli strumenti più efficaci ai fini della riduzione delle emissioni di anidride carbonica.

L'energia primaria risparmiata però non vuol dire solo più efficienza in termini di copertura dei fabbisogni, ma anche minori importazioni di combustibili fossili esteri e quindi presenta anche un risvolto economico. Secondo l'Associazione Italiana Riscaldamento Urbano nel 2012 i sistemi di riscaldamento urbano operanti in Italia hanno conseguito un risparmio di energia primaria fossile di circa 478.000 tep, corrispondente a circa il 25% dell'energia consumata dai "sistemi convenzionali sostituiti"

Quindi, il risparmio di energia primaria oltre ad una riduzione dei costi nell'uso dei carburanti e ad un miglioramento della qualità dell'aria, si traduce, nel caso di sistemi efficienti, anche in emissioni evitate di CO₂. In particolare, il bilancio emissivo degli impianti di teleriscaldamento in esercizio in Italia nell'anno 2012 mostra che questi hanno evitato circa 1,528 Mt di CO₂.

1.3 Cogenerazione

La cogenerazione, nota anche come CHP (Combined Heat and Power), è la produzione congiunta e contemporanea di energia elettrica (o meccanica) e calore utile a partire da una singola fonte energetica, attuata in un unico sistema integrato (produzione in cascata). La cogenerazione, impiegando lo stesso combustibile per due utilizzi differenti, mira ad uno sfruttamento più efficiente e razionale dell'energia primaria, con conseguenti risparmi economici soprattutto nei processi produttivi caratterizzati da una forte contemporaneità di prelievi elettrici e termici.

Generalmente i sistemi CHP sono formati da un motore primario (motore alternativo, turbina), un generatore, un sistema di recupero termico ed interconnessioni elettriche. Il motore primario è un qualunque motore utilizzato per convertire il combustibile in energia meccanica, il generatore la converte in energia elettrica e il sistema di recupero termico, attraverso i funi di scarico ed il raffreddamento del motore, utilizza l'energia termica ottenuta per il riscaldamento o la produzione di vapore. La produzione combinata può incrementare l'efficienza di utilizzo del combustibile fossile fino ad oltre l'80%; ciò comporta minori costi e minori emissioni di inquinanti e di gas ad effetto serra, in particolare di monossido di carbonio (CO) e di ossidi di azoto (NOx), rispetto alla produzione separata di elettricità e di calore. La cogenerazione ha natura distribuita e si realizza mediante impianti che sono in grado di generare calore ed elettricità per grandi strutture (es. ospedali, alberghi ecc.) o piccoli centri urbani. La combustione nelle centrali a cogenerazione raggiunge risparmi fino al 40% nell'utilizzo delle fonti primarie di energia.

Le figure 1.4 e 1.5, illustrano schematicamente il confronto tra la produzione energetica separata e quella combinata; nel caso della produzione combinata il rendimento totale risulta più elevato, anche assumendo, cautelativamente, che il rendimento elettrico sia più basso.

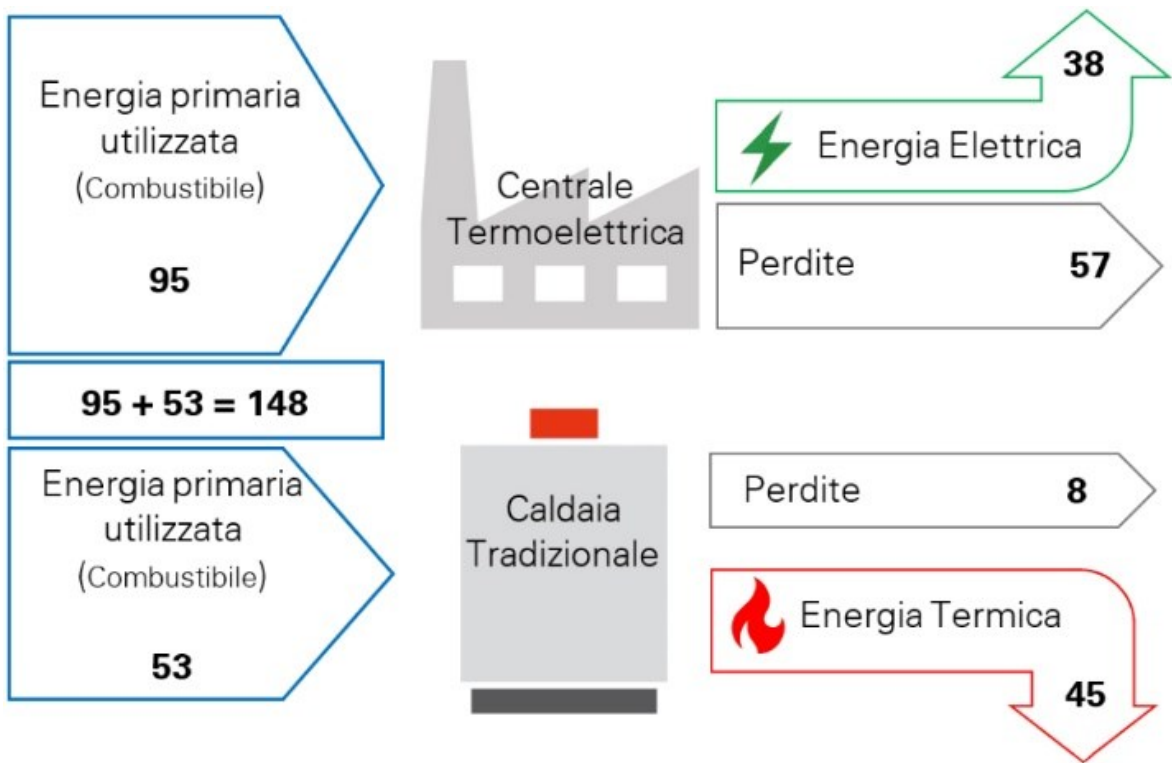


Figura 1.4: Produzione separata di energia elettrica e termica

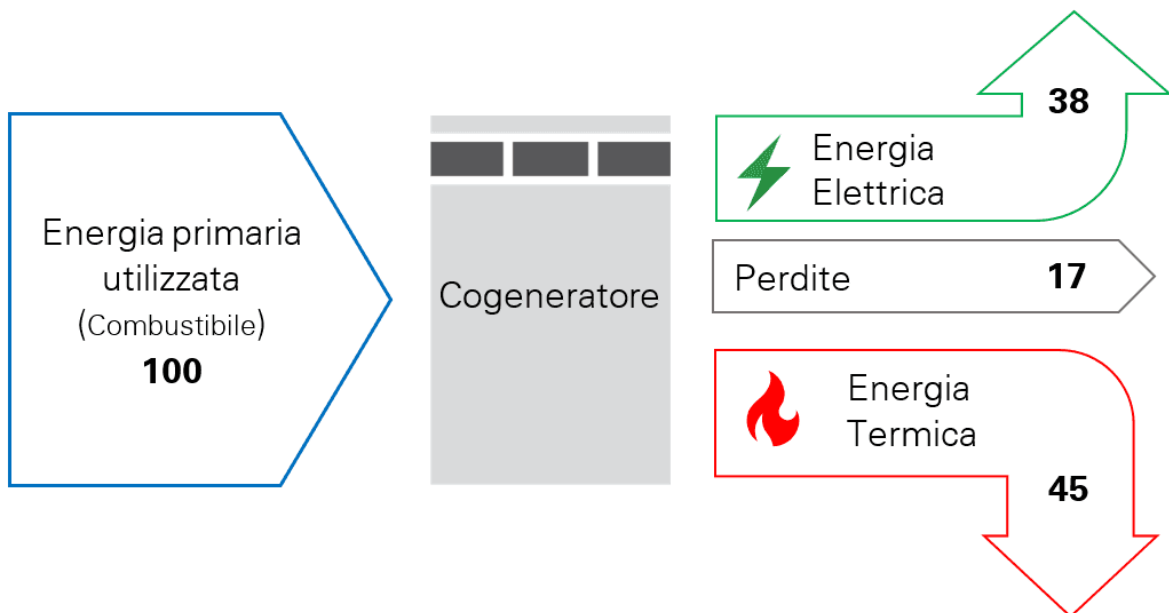


Figura 1.5: Produzione congiunta di energia elettrica e termica

1.3.1 La cogenerazione e il teleriscaldamento

Il teleriscaldamento raggiunge il massimo vantaggio se il calore è prodotto tramite un sistema combinato, che produca contemporaneamente elettricità e calore.

Gli impianti di teleriscaldamento che utilizzano centrali di cogenerazione, di cui il caso di Osimo, permettono il raggiungimento di una maggior efficienza energetica globale. In questa tecnologia, infatti, la centrale è in grado di generare energia elettrica e recuperare simultaneamente l'energia termica che si diffonde durante il processo termodinamico, che nelle centrali elettriche convenzionali viene disperso in atmosfera come "scarto".

Dunque, la produzione combinata di energia elettrica e termica consente un minor consumo di combustibile, massimizzando lo sfruttamento delle risorse immesse. Per depurare il significato di risparmio energetico congiunto a un impianto cogenerativo riguardo alla produzione separata delle medesime quantità di energia utile.

1.3.2 Struttura di una centrale di cogenerazione

La legge UNI 8887 ("Sistemi per processi di cogenerazione: definizione e classificazione") circoscrive "centrale di cogenerazione" l'insieme degli elementi funzionalmente atti a realizzare e controllare un processo di cogenerazione.

La centrale di cogenerazione convenzionalmente presenta:

- flange del sistema di misura o stoccaggio relativi all'adduzione dei fluidi o solidi partecipanti alla combustione;
- punti di ingresso di energia termica, elettrica o meccanica assorbita per gli ausiliari, qualora detta energia sia fornita da altri sistemi;
- apparati ricevitori di fluidi necessari per realizzare il processo;
- scambiatore/i di calore verso il sistema degli utilizzatori termici;
- sezioni ben individuate con interconnessione a reti ricevatrici di fluidi vettori di calore direttamente partecipi alla cogenerazione (in assenza degli scambiatori di calore in centrale);
- terminali di fuoriuscita per la dispersione dei fluidi trattati o del calore inutilizzato;
- morsetti elettrici di uscita del sistema (al netto di tutti gli assorbimenti interni); se l'interconnessione con altri sistemi elettrici avviene tramite trasformatori, i già menzionati morsetti coincidono con i terminali di ingresso (lato generatori) ai trasformatori.

Inoltre, la centrale di cogenerazione comprende:

- uno o più generatori di potenza meccanica/elettrica (motori a combustione interna, turbine a gas/vapore, etc.), in cui ha luogo la conversione di parte dell'energia introdotta nel sistema in energia meccanica/elettrica;
- gli eventuali scambiatori di calore intermedi (recuperatori di gas di scarico, condensatori, etc.) che recuperano calore dai generatori di potenza o trasferiscono calore fra fluidi vettori di diverse reti termiche;
- gli eventuali organi addetti all'introduzione supplementare di calore (caldaie di punta, postbruciatori, etc.);
- gli eventuali scambiatori di calore che disperdono calore all'ambiente (condensatori freddi, torri di raffreddamento, etc.), comprensivi degli organi addetti alla circolazione dei fluidi;
- gli eventuali serbatoi di stoccaggio di combustibili e fluidi di lavoro, antincendio, raffreddamento, i relativi accessori e ausiliari e gli eventuali impianti di trattamento (anche per la depurazione, additivazione, etc.);
- la strumentazione;
- gli apparati di controllo e regolazione;
- le eventuali unità di riserva; i fluidi di lavoro, raffreddamento, lubrificazione, controllo antincendio, etc., di primo riempimento;
- gli eventuali sistemi di insonorizzazione, trattamento, depurazione, etc.

1.3.3 Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)

L'economia energetica è uno dei modi a più veloce impatto nella lotta su larga scala all'inquinamento e può fondare certamente un valido contributo alla riduzione dei prezzi dell'energia e alla riduzione della dipendenza energetica italiana dall'estero. Per quanto detto finora, si capisce quanto possa essere fondamentale il ruolo della cogenerazione ai fini del raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto.

In tale circostanza si introduce il decreto legislativo 8 febbraio 2007 n° 20, che include la direttiva comunitaria 2004/8/CE in materia di promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia. Tale decreto, integrato dal DM 4 agosto 2011, definisce, inoltre, le grandezze e le caratteristiche da rispettare affinché la

produzione simultanea di energia termica ed elettrica possa essere definita Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR). Il DM 5 settembre 2011 istituisce il nuovo regime di sostegno per la CAR prevedendo che i benefici debbano essere riconosciuti sulla base del risparmio dell'energia primaria ottenuto, attraverso il riconoscimento dei Certificati Bianchi. Gli ulteriori benefici previsti dalla normativa vigente per la CAR sono:

- l'esonero dal dovere di acquisto dei Certificati Verdi (CV) previsto per i produttori e gli importatori di energia elettrica con produzioni e importazioni annue da fonti non rinnovabili eccedenti i 100 GWh;
- la precedenza, nell'ambito del dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da unità prevalentemente CAR rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali;
- le agevolazioni fiscali sull'accisa del gas metano utilizzato per la cogenerazione;
- l'eventualità di accedere al servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti di Cogenerazione ad Alto Rendimento con potenza nominale fino a 200 kW;
- l'occasione di applicare condizioni tecnico-economiche semplificate per la connessione alla rete elettrica.

La Cogenerazione ad Alto Rendimento è definita dal criterio basato sull'indice PES. In particolare, la CAR è:

- la generazione congiunta di energia elettrica e calore che fornisce un risparmio di energia primaria, pari almeno al 10%, rispetto ai valori di riferimento per la produzione separata di elettricità e calore;
- la generazione congiunta di energia elettrica e calore mediante unità di piccola cogenerazione e di microcogenerazione (cioè di potenza rispettivamente inferiore a 1 MW e inferiore a 50 kW) che forniscono un risparmio di energia primaria.

Il riconoscimento che una data unità funzioni in CAR consiste, quindi, nel raggiungimento di un risparmio di energia primaria (PES) superiore ad un valore minimo prestabilito, differenziato in funzione della classe di potenza dell'unità cogenerativa. Questa condizione viene di seguito espressa in formule:

- $PES > 0,1$ (10%) per le unità di cogenerazione con capacità di generazione almeno pari a 1 MWe;
- $PES > 0$ per le unità di piccola cogenerazione (con potenza inferiore a 1 MWe) e microcogenerazione (con potenza inferiore a 50 kWe).

1.4 Descrizione dell'impianto di Osimo

La rete di teleriscaldamento oggetto del presente studio è di proprietà dell'ASTEA S.p.A. (azienda speciale per l'energia e l'ambiente che ha sede a Recanati (MC)) e si trova nel comune di Osimo (AN). La sua centrale è di tipo cogenerativo: produce, in maniera combinata, energia elettrica, per uso vendita sulla rete elettrica nazionale, ed energia termica, destinata all'alimentazione della linea urbana di teleriscaldamento che richiede acqua calda per usi civili di riscaldamento invernale e di produzione di acqua calda sanitaria.

Ci apprestiamo ora a descrivere la centrale termica e la rete di distribuzione, tenendo presente che lo scambio termico fra di esse avviene tramite uno scambiatore di interfaccia.

1.4.1 Layout della centrale

La centrale di Osimo è formata da un sistema per la generazione combinata di energia elettrica e calore. Il fluido termovettore, che è acqua calda, è adoperato per il riscaldamento delle utenze sia pubbliche che private e per la produzione di acqua calda sanitaria, attraverso una rete di teleriscaldamento apposita. L'energia elettrica prodotta viene in parte utilizzata internamente, nelle relative esigenze di centrale, ed in parte immessa in rete attraverso la vicina centrale di distribuzione locale.

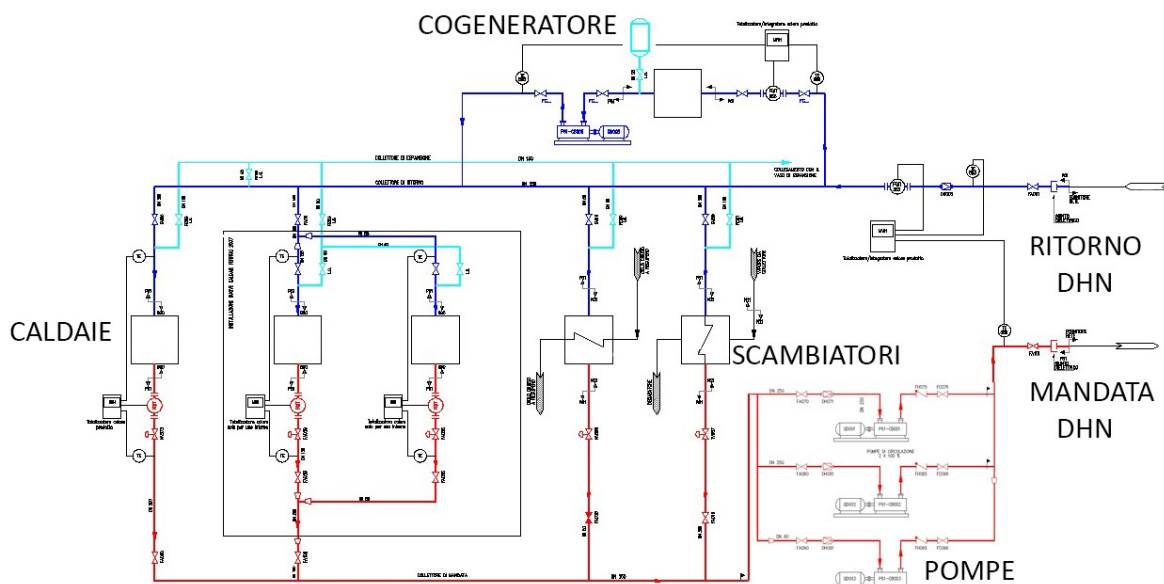


Figura 1.6: Schema della centrale di Osimo

In figura 1.6 è rappresentata la pianta della centrale con la disposizione dei relativi componenti:

- 1 motore cogenerativo a combustione interna alimentato a Gas Naturale da 1200 kWe;
- 1 Caldaia ausiliaria di recente installazione di potenza 4,2 MW e rendimento $\eta=94.5\%$;
- 2 Caldaie ausiliarie Ferroli di potenza complessiva 8.4 MW e rendimento $\eta=90,4\%$;

Tale configurazione è il miglior modo per garantire la flessibilità di cui: un sistema come quello in questione necessita a causa della notevole variazione di carico dovuta alla presenza preponderante di utenze residenziali. Le caldaie ausiliarie vengono usufruite sempre con fattore di contemporaneità 2, lasciando la terza a disposizione in caso di emergenza. Il motore cogenerativo produce il base load, mentre le caldaie ausiliarie seguono il picco attivandosi una dopo l'altra all'occorrenza, nell'ordine in precedenza indicato.

Il motore a combustione interna lavora in spillamento sulla rete di ritorno del teleriscaldamento, prelevando tutta o parte della portata a seconda del carico termico d'utenza.

L'impianto è inoltre dotato di:

- Scambiatore di interfaccia tra il motore cogenerativo ed il circuito primario della rete di teleriscaldamento;
- Scambiatore di interfaccia tra il circuito primario e la rete di distribuzione;
- alternatore connesso tramite un riduttore al motore;
- dry cooler (sezione dissipativa) LT e HT;
- sistema di pompaggio;
- Sistema di espulsione aria;
- camino di scarico fumi del motore.

1.4.2 La rete di distribuzione

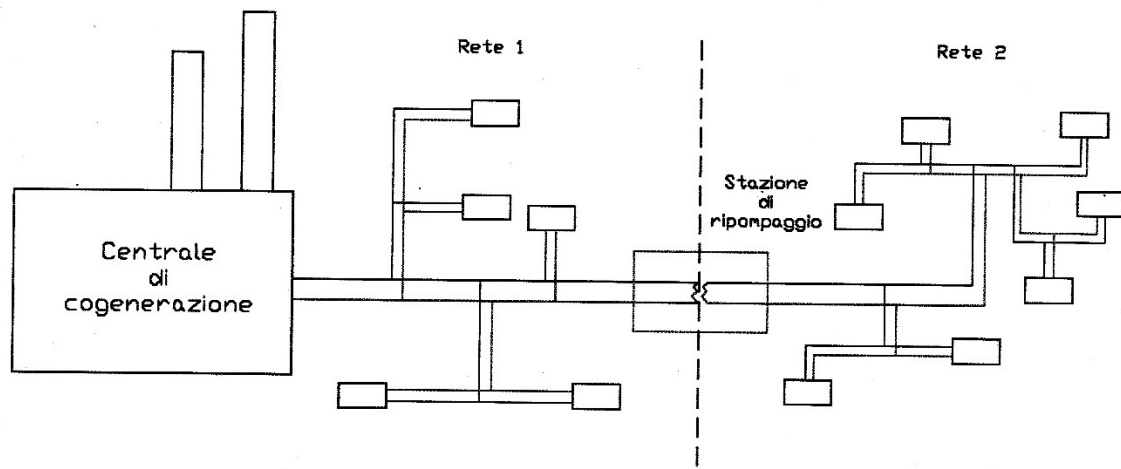


Figura 1.7 Schema di distribuzione e della rete di Osimo

Le condutture di distribuzione, raffigurate sinteticamente in figura 1.7, sono di tipo ramificato, composte cioè da alcune dorsali principali dalle quali si staccano le diramazioni alle singole utenze. Sono previsti anche degli anelli all'interno della rete per una migliore elasticità dell'impianto, assicurando il servizio in caso di guasto o manutenzioni alle utenze non interessate dalla stessa.

Tale struttura è giustificata dalla particolare topografia del territorio che presenta dislivelli tra i diversi gruppi di utenze di oltre 150 metri; per lo stesso motivo si è resa necessaria l'introduzione di una stazione di ripompaggio. Quest'ultima divide letteralmente in due tronconi separati la rete di distribuzione permettendo il mantenimento di pressioni di esercizio moderate (consentendo di mantenere bassa anche la pressione idrostatica supportata dal vaso di espansione).

La rete 1 serve la parte bassa della città di Osimo tra quota 90m e quota 190m, mentre la rete 2 serve la parte più alta del centro storico e si snoda tra quota 180m e 255m.

La rete descritta è costituita da:

- rete di distribuzione
- stazione di ripompaggio;
- organi di sicurezza e vaso di espansione;
- allacciamenti e sottostazioni di scambio termico con la rete interna all'edificio dell'utente.

Molta attenzione va posta nelle tubature, essendo di elevate lunghezze, sono soggette a forti dispersioni termiche. Queste possono essere distinte in due sottocategorie- Standard e Plus - a seconda dello spessore dello strato isolante, che a parità di dimensioni della tubazione, sarà più piccolo nella prima e più grande nella seconda. Il teleriscaldamento di Osimo presenta due circuiti identici, realizzati con una doppia tubazione ABB pre-coibentata in poliuretano, con protezione meccanica esterna in polietilene. La tubazione è inoltre un sistema bonded, cioè un sistema compatto in cui la tubazione di servizio in acciaio, la schiuma poliuretana ed il tubo in guaina sono realizzati in modo da formare un blocco unico.

1.4.3 La gestione della produzione

Il motore cogenerativo ricopre l'importanza maggiore nella produzione in quanto le caldaie entrano in funzione in cascata ogni qual volta la richiesta termica supera la potenzialità massima del CHP. Alla luce dell'elevato carico termico nel periodo invernale questa situazione è quella che si verifica con più frequenza e per la quasi totalità delle ore di funzionamento. Nei periodi intermedi ed a maggior ragione in quelli estivi, l'abbassarsi del carico fa sì che in diversi periodi della giornata la quantità di calore richiesta dalle utenze scenda sotto il valore minimo erogabile dal CHP; in questo caso la macchina lavora in modulazione ma è limitata inferiormente ad un valore pari al 60% della potenza di targa della macchina. Ogni qual volta il valore del carico termico scende sotto la soglia minima, pari a circa 780 kW, per un tempo definito, la macchina si spegne e tutta la potenza necessaria viene erogata dalle caldaie. Questo accade sempre più spesso andando dai periodi primaverili ai periodi estivi fino al punto in cui le accensioni e gli spegnimenti risulterebbero talmente frequenti da rendere sconveniente, oltre che dannoso per il CHP stesso, utilizzare la macchina. Lo stesso comportamento è riscontrabile nel periodo autunnale che precede la stagione fredda e la relativa accensione dei sistemi di riscaldamento. Nei mesi di luglio ed agosto più del 60% del tempo la potenza ricade sotto la soglia minima del funzionamento del motore.

In virtù di queste ragioni nei mesi di aprile, maggio e ottobre normalmente il motore cogenerativo viene spento nelle ore notturne (20:00 - 07:00) per essere nuovamente acceso in corrispondenza del picco di richiesta mattutino.

Il programma lavorativo pianificato per il cogeneratore nei mese dell'anno viene riportato nella tabella seguente:

Programma CHP		
Mese	Ore al giorno	Orario di funzionamento
Gennaio	24	00:00-24:00
Febbraio	24	00:00-24:00
Marzo	24	00:00-24:00
Aprile	13	07:00-20:00
Maggio	13	07:00-20:00
Giugno	13	07:00-20:00
Luglio	0	Spento
Agosto	0	Spento
Settembre	13	07:00-20:00
Ottobre	13	07:00-20:00
Novembre	24	00:00-24:00
Dicembre	24	00:00-24:00

Tabella 1.1: Programma di funzionamento del cogeneratore

1.4.4 Interventi migliorativi

L'individuazione dei possibili interventi migliorativi viene fatto analizzando separatamente il periodo di produzione, cioè nel periodo estivo-intermedio ed in quello invernale. Già da questa semplice distinzione è possibile notare come il primo (che va dal mese di aprile a quello di settembre) incida in maniera notevolmente negativa sull'intero bilancio economico della centrale.

Questo essenzialmente è dovuto alla:

- 1) produzione e vendita di calore in maniera allusiva già con l'arrivo della stagione primaverile;
- 2) riduzione della richiesta termica che comporta alla parzializzazione del cogeneratore fino al suo spegnimento con conseguenti diminuzioni e cessazioni di vendita di energia elettrica e di certificati bianchi che contribuiscono ad abbassare notevolmente il costo del calore prodotto.

La comprensione di questi due punti è legata agli aspetti dell'energia termica prodotta e dell'energia termica persa. Se si pone l'attenzione alle perdite è possibile notare che seppur esse diminuiscano di circa il 50%, ma a mano che ci si avvicini ai periodi estivi, aumentano

la loro incidenza sulla produzione totale di energia termica passando dal 16,8% del mese di gennaio al ben 62,7% del mese di agosto, quando la rete raggiunge il suo minimo di produzione, come rappresentato nella figura 1.8.

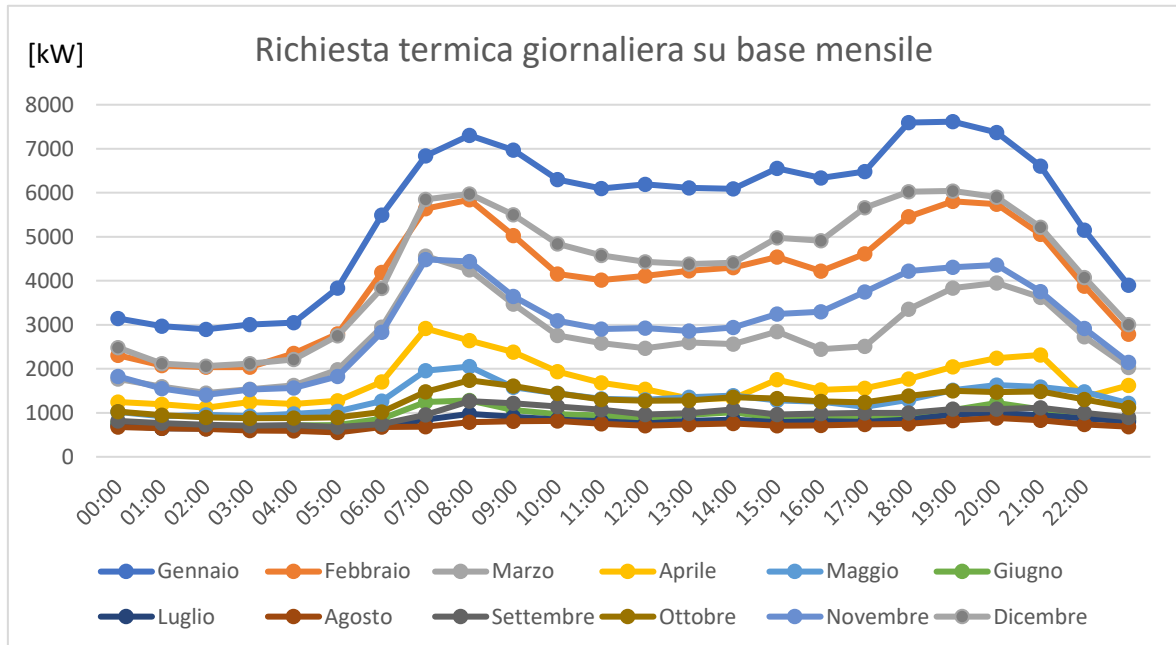


Figura 1.8: Cricchi termici mensili della rete relativi all'anno 2017

Ciò perché il fluido termovettore necessita di stare costantemente a temperatura anche quando le utenze non ne hanno necessità. Sarebbe infatti impensabile interrompere la fornitura di calore nei momenti in cui si ha il minimo di richiesta in quanto i tempi di reazione ad un aumento di carico termico sarebbero troppo lunghi per riuscire a soddisfare adeguatamente le utenze.

Inoltre, è possibile evidenziare come la produzione di Energia Termica da CHP passi da 1000 kWh nel mese di gennaio a 300 kWh nel mese di maggio per poi annullarsi completamente nei mesi più caldi, quando appunto il cogeneratore viene spento. A questo corrisponde una perdita stimata di produzione elettrica di circa 1150 MWh e di circa 120 Certificati Bianchi.

Altri fattori importanti che vanno tenuti in considerazione nell'ottica dell'efficiamento della rete sono:

1. Stazione di pompaggio
2. Presenza di una struttura ospedaliera tra le utenze servite

Il pompaggio, infatti, genera inefficienze nella rete in virtù della presenza di un ulteriore sistema di scambiatori di calore oltre a quelli già presenti in centrale e presso le utenze. Ciò

comporta un certo aumento delle temperature di mandata con conseguente aumento nei consumi per l'alimentazione delle caldaie e del CHP. Questo incremento di temperatura è in media di circa 5 °C. Inoltre, è da valutare la necessità di tenere nel periodo estivo una temperatura di mandata sempre superiore a 70 °C, in quanto l'ospedale cittadino effettua trattamenti di sanificazione continua anti-legionella.

Estremamente importante è porre attenzione a ciò che accade nel periodo estivo; considerando che non è possibile agire in maniera importante sulle perdite energetiche, (che risultano in gran parte costituite da perdute di rete) risulta evidente come sia necessario concentrarci lato produzione e trovare un sistema alternativo alle caldaie che abbassi il costo dell'energia prodotta in tale periodo per far sì che l'impatto negativo sull'intero bilancio della centrale risulti il più ridotto possibile. Tale obiettivo può essere perseguito introducendo un secondo motore cogenerativo tale da operare in maniera complementare al primo, cioè nei periodi in cui le condizioni della rete non consentano il funzionamento del cogeneratore attualmente presente. Da qui in poi verrà chiamato il Motore 1 il CHP attualmente installato, con potenza termica di 1295 kW e Motore 2 il CHP di nuova installazione. La scelta del nuovo generatore è stata eseguita tenendo in considerazione due aspetti:

- 1) Carichi Termici medi, minimi e massimi giornalieri per i mesi di interesse
- 2) Necessità di rimanere sotto una potenza di 1000 W/Sm³ di combustibile, per restare nell'ambito delle modifiche non sostanziali;

1.5 Certificati Bianchi

I certificati bianchi, anche noti come titoli di efficienza energetica (TEE), sono titoli che certificano il conseguimento di risparmi energetici di energia attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica. Alcuni interventi classici sono:

- installazione di elettrodomestici o caldaie ad alta efficienza
- interventi di isolamento termico degli edifici
- interventi per aumentare l'efficienza energetica di processi industriali
- lampadine ad alta efficienza;

I titoli hanno un valore monetario e quindi incentivano i soggetti presenti in questo settore all'adozione di nuovi sistemi all'avanguardia i quali presentano dei rendimenti energetici elevati. Tali certificati però non sono dei semplici incentivi ma anche obbiettivi prefissati da raggiungere, nel caso in cui questi non siano raggiunti nel tempo prefissato, il soggetto in questione è costretto ad acquistarli.

L'Autorità ha definito le regole tecniche ed economiche per l'attuazione del meccanismo e ripartisce annualmente gli obiettivi nazionali tra i distributori di energia elettrica e gas naturale secondo i criteri definiti dai decreti. I decreti stabiliscono che ogni anno vengano fissati obiettivi di risparmio obbligatori per i distributori di energia elettrica e le imprese distributrici di gas naturale. Gli obiettivi sono crescenti nel tempo, e possono essere raggiunti attraverso la realizzazione d'interventi presso i consumatori finali che ne traggono beneficio diretto in termini di riduzione della propria spesa energetica.

I TEE sono emessi dal Gestore del mercato elettrico (GME) a favore dei distributori, delle società controllate dai distributori medesimi o a favore di società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO) con l'obiettivo di certificare la riduzione dei consumi conseguita attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica.

Il sistema dei certificati bianchi prevede che i distributori di energia elettrica e di gas naturale raggiungano annualmente obiettivi di risparmio di energia primaria, espressi in Tonnellate Equivalenti di Petrolio risparmiate (TEP).

Il tep rappresenta la quantità di energia rilasciata, durante il processo dalla combustione, di una tonnellata di petrolio grezzo e vale circa 42 GJ. Il valore è fissato convenzionalmente, dato che diverse varietà di petrolio posseggono diverso potere calorifico e le convenzioni attualmente in uso sono più di uno.

Il Ministero delle Attività Produttive con due diversi decreti ministeriali DM 20.07.2004 ha fissato il seguente fattore di conversione:

$$1 \text{ tep} = 41,860 \text{ GJ}$$

Se espresso in kWh:

$$1 \text{ tep} = 11630 \text{ kWh}$$

Per quanto riguarda la produzione e distribuzione dell'energia elettrica l'AEEG (Autorità per l'energia elettrica e il gas) ha fissato il valore del fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria in $0,187 \times 10^{-3}$ tep/kWh dovuto al fatto che l'energia a disposizione alle utenze rispetto a tutta quella prodotta è del 46%. In ragione a quanto detto, per l'energia elettrica, si ha che:

$$1 \text{ tep} = 5347 \text{ kWh}$$

Considerando che un certificato bianco viene rilasciato quando si registra un effettivo risparmio di una tonnellata di petrolio equivalente, implica che:

$$1 \text{ TEE} = 1 \text{ tep}$$

1.5.1 L'efficienza energetica in Italia

In termini di efficienza energetica, l'Italia parte già da un buon livello medio. L'intensità energetica primaria italiana - secondo l'ultimo Rapporto Annuale Efficienza Energetica 2017 dell'ENEA - per il 2015, presenta un valore inferiore di 16,6% rispetto alla media UE e di 13,7% rispetto alla media dei Paesi della Zona Euro, dato particolarmente positivo perché tanto più basso è il valore dell'intensità energetica tanto più è alta l'efficienza energetica del Paese.

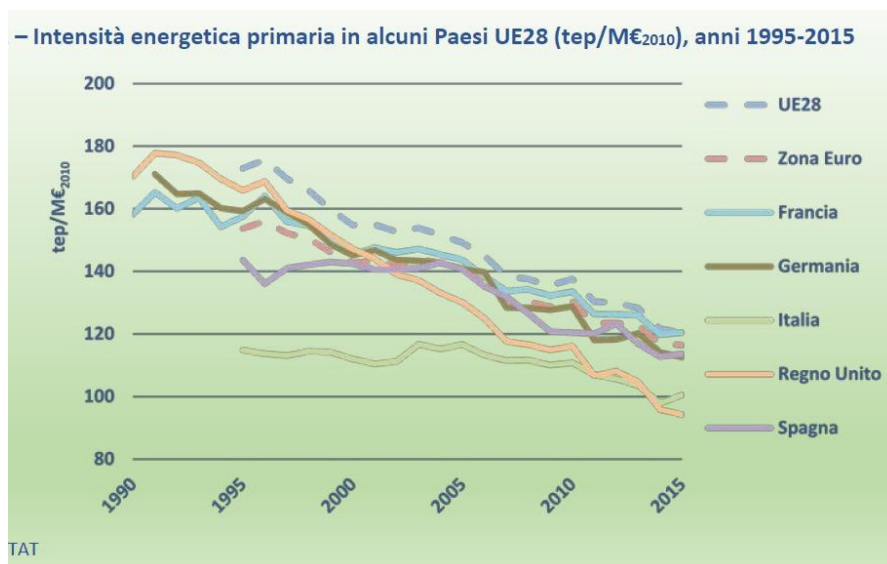


Figura 1.9: Intensità energetica di alcuni paesi europei, espressa in tep/M€

Sul fronte efficienza energetica, quello che richiederà la fetta maggiore di investimenti, l'obiettivo è ridurre i consumi finali di energia nel periodo 2021-2030 dell'1,5% l'anno rispetto a quella consumata nel triennio 2016-2018 (escludendo il settore trasporti), in accordo alla proposta di nuova direttiva sull'efficienza energetica. Le politiche riguardanti l'efficienza e la riduzione dei consumi riguarderanno tutti i settori, ma l'apporto maggiore verrà dal residenziale, nota Calenda, soprattutto grazie a strumenti come l'ecobonus. Confermato non a caso nella Legge di Bilancio 2018, l'ecobonus andrà incontro a una revisione secondo criteri di efficacia della spesa, cui si affiancheranno un nuovo Fondo di garanzia e strumenti per la finanziabilità.

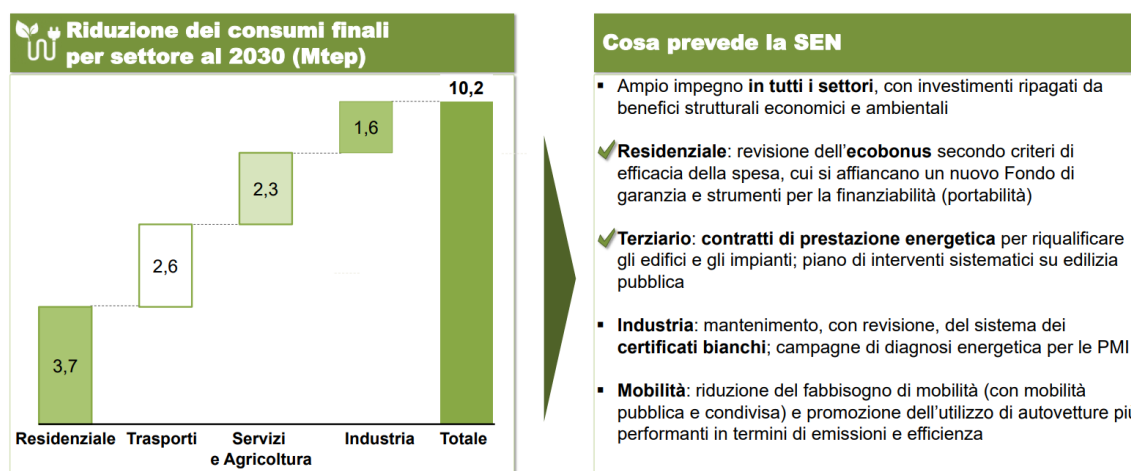


Figura 1.10: Riduzione dei tep per settore prevista per il 2030

Per quanto concerne il terziario, la SEN punta sui contratti di prestazione energetica per riqualificare gli edifici e gli impianti, oltre che su un piano di interventi sistematici per l'edilizia pubblica.

Saranno invece i certificati bianchi a trainare l'efficienza energetica nel settore industriale: il sistema dei titoli negoziabili che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali di energia attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica sarà mantenuto, seppur con qualche ritocco. Inoltre, la SEN punterà su campagne di diagnosi energetica per le PMI.

CAPITOLO II

STORAGE ASTEA

In questo capitolo si tratta lo storage termico che verrà installato nella centrale di produzione di Osimo è un serbatoio di accumulo di acqua calda. Esso è collegato alla rete del teleriscaldamento e ricopre un ruolo molto importante, ovvero quella di rendere il sistema assai più flessibile, permettendo ai sistemi energetici di diventare sempre più integrati e intelligenti. Infatti, esso è interposto tra il circuito di produzione e il circuito delle utenze e quindi può essere sfruttato per aumentarne la capacità d'inseguimento della richiesta termica in modo elastico. Ciò riduce i costi energetici del sistema complessivo.

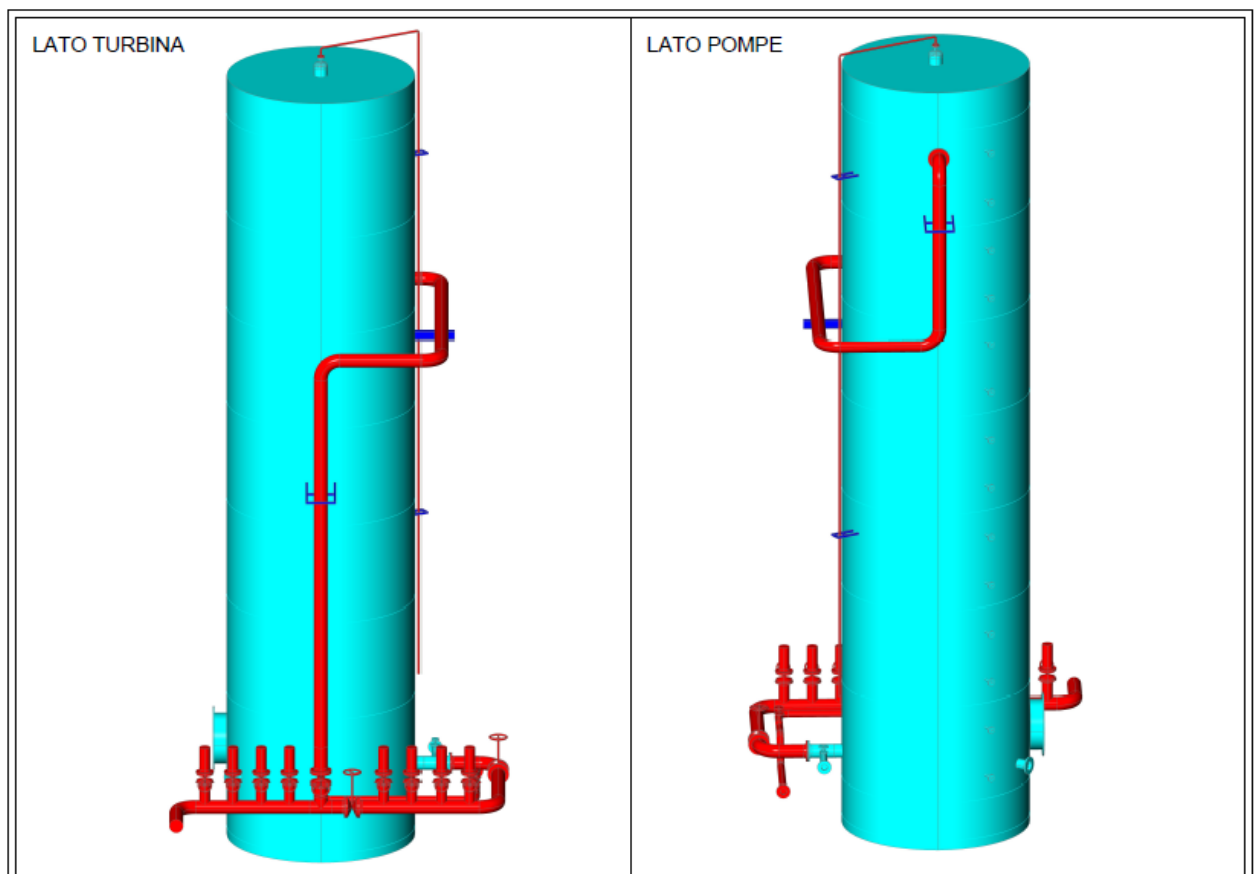


Figura 2.1: Storage Astea

2.1 Modello dello storage termico

Lo storage termico progettato è un serbatoio di accumulo cilindrico di 83 metri cubi, avente un diametro di 3 metri, un'altezza di 12,5 metri e alle estremità superiori e inferiori una forma torosferica al 10%. Esso è costituito d'acciaio con uno spessore di 1 centimetro e rivestito da poliuretano espanso per uno spessore di 10 centimetri per limitare le dispersioni termiche. Al suo interno si trovano sei piatti posizionati equidistanti uno dall'altro. Ognuno di questi ha un foro, posizionato in maniera contrapposta all'altro, come si evince dalla foto X, al tal fine di convogliare il flusso e rallentare il rimescolamento del fluido interno, dovuti al processo di carica/scarica e ai fenomeni convettivi, quindi alla stratificazione.

Lo storage presenta due aperture, una nella parte alta e una alla base. Queste fungono rispettivamente da ingresso e da uscita del fluido e viceversa, in base alla fase di utilizzo. Le condutture, che accedono tramite tali aperture, sono DN 150 disposte come in figura 2.2 nelle viste bb e cc, ovvero la superiore è rivolta verso l'alto e quella nel basamento verso il basso, questo perché si vuole rallentare il flusso del fluido all'interno dell'accumulatore.

I tubi appena descritti sono poi collegati all'esterno al collettore. Quest'ultimo, ben visibile nella foto 2.1, in particolar modo nel lato turbina, ha la funzione di cambiare, invertire e bypassare il flusso del fluido a seconda della modalità di utilizzo dello storage.

Vi sono molteplici altri componenti e particolarità nello storage ma non vengono ora citati in quanto non sono oggetti integranti di questo studio.

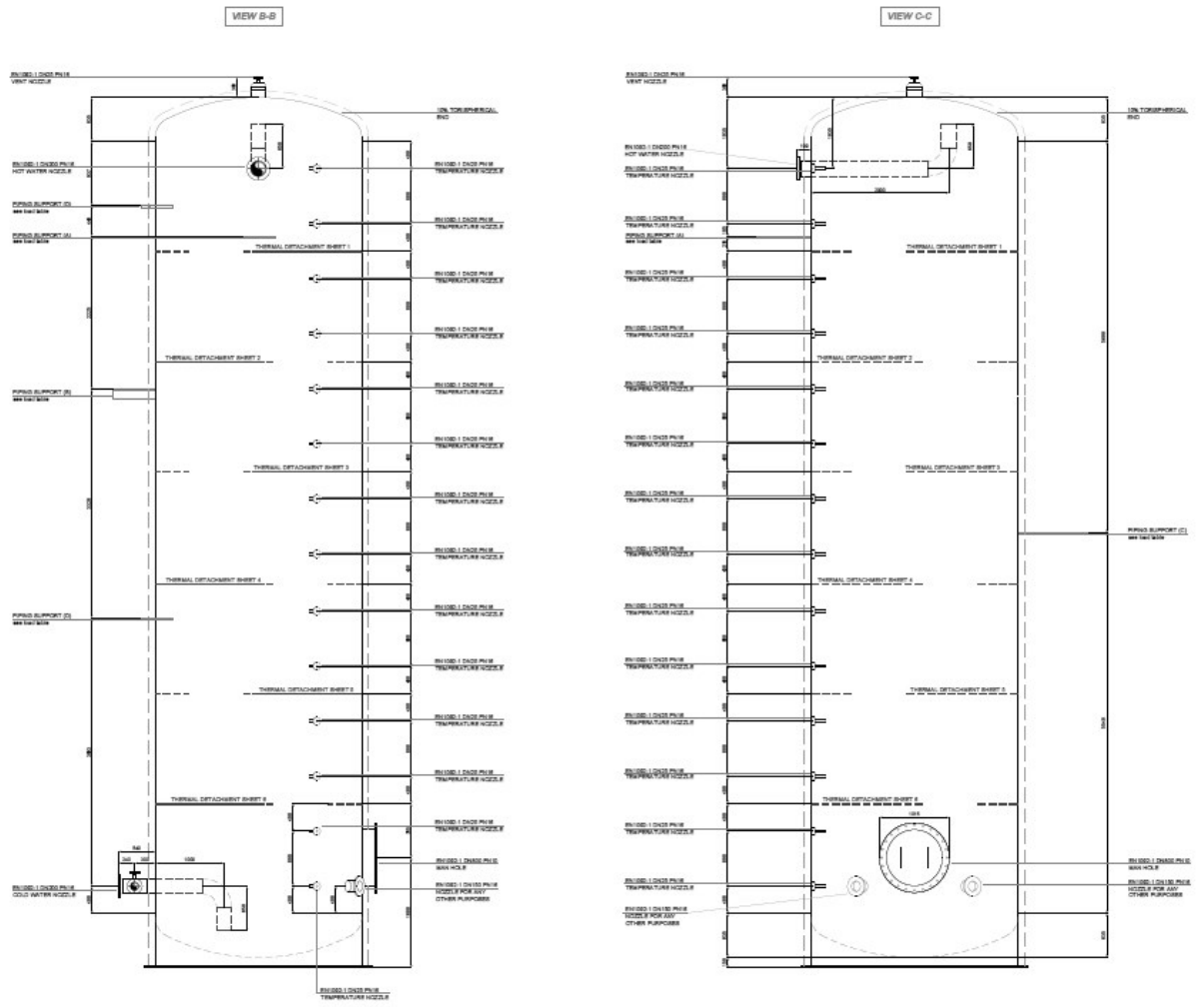


Figura 2.2: Tavole dello storage Astea, viste B-B e C-C

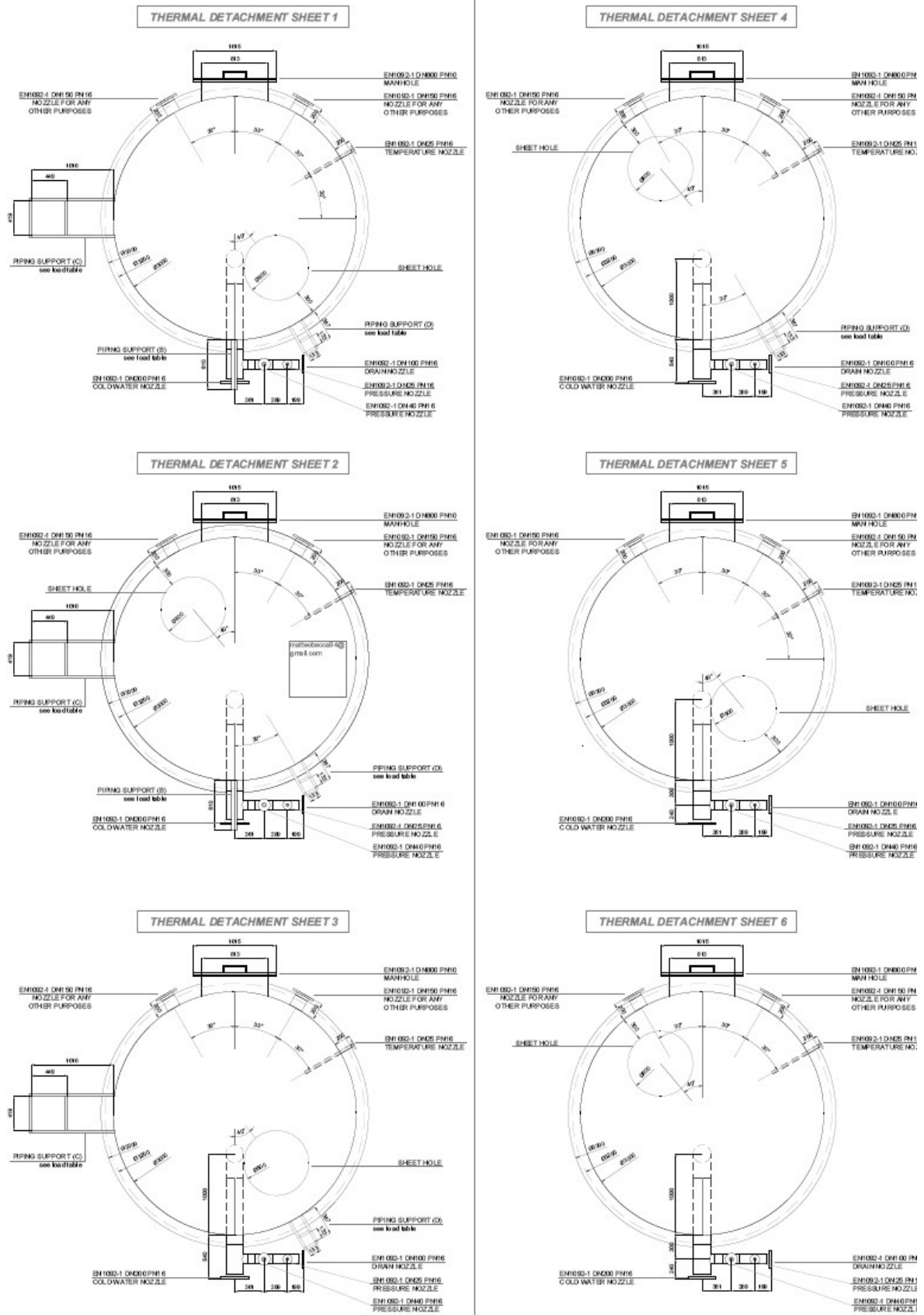


Figura 2.3: Tavole dei sei piatti forati

2.2 Motivazione dell'introduzione dello storage

In risposta alle problematiche poste nel paragrafo 1.4.3 si è deciso di installare questo strumento. In citato paragrafo infatti si è parlato della richiesta termica nei vari periodi dell'anno in particolar modo di quelli primaverili/autunnali. L'abbassarsi del carico al di sotto dei 780 kW fa sì che il motore si spegne e tutta la potenza necessaria viene erogata dalle caldaie. L'utilizzo parzializzato del cogeneratore, come mostra la tabella 1.1 comporta una diminuzione di produzione e di vendita di energia elettrica e termica. Tutto ciò comporta una perdita di certificati bianchi.

Mossi da tali ragioni si instaura l'accumulatore che, nei periodi intermedi, gioca un ruolo fondamentale, ovvero quello di immagazzinare l'energia termica in surplus prodotta dal cogeneratore nelle ore in cui la richiesta termica risulta insufficiente. Tutto questo fa sì che vi sia un'accensione anticipata del CHP che si traduce in un incremento di ore di funzionamento dello stesso, quindi aumento di certificati bianchi.

Considerando il valore di un TEE e delle ore di funzionamento aggiuntive con l'utilizzo dello storage nel quinto capitolo si è stimato l'aumento di guadagno annuo.

2.3 Posizionamento dello storage

L'attuale configurazione della centrale di produzione presenta uno spillamento dalla rete di teleriscaldamento a 61-66°C che riscalda, tramite uno scambiatore collegato al circuito del cogeneratore, il fluido ad una temperatura pari a 75°C. Nella figura 2.4 è rappresentato in maniera schematica quanto appena detto e si nota sulla sinistra il lato motore e le rispettive condutture, nelle quali scorre il fluido termovettore e i fumi, lo scambiatore fumi al centro e a sinistra lo scambiatore.

Tale configurazione sarà modificata per installare l'accumulatore termico al fine di ottenere i benefici precedentemente detti.

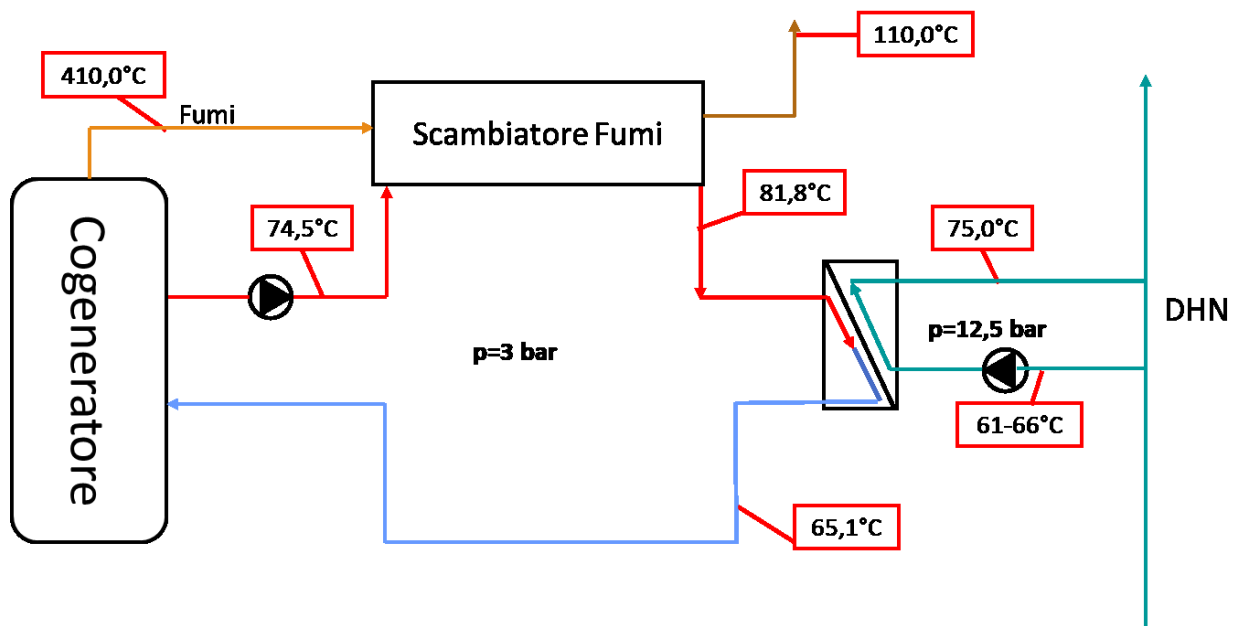


Figura 2.4: Schema attuale del collegamento tra il cogeneratore e la rete

Le soluzioni impiantistiche ipotizzate erano tre, due delle quali prevedevano l'installazione del TES all'interno del circuito intermedio di recupero del calore del cogeneratore e l'altro prevedeva l'installazione dello storage dal lato del circuito di teleriscaldamento. La soluzione che è stata adottata, mossa da diversi motivi impiantistici come ad esempio questioni di dimensioni e spazio, è la seguente: il TES verrà utilizzato alla stregua di un separatore idraulico, con il compito di separare il circuito primario, responsabile del raffreddamento del motore e del recupero del calore dai fumi di scarico (mantenendo costante la portata di questo circuito, si garantisce il funzionamento a regime del cogeneratore), mentre il secondario sarà costituito dal circuito dello scambiatore di interfaccia (responsabile del riscaldamento dell'acqua destinata alle utenze) con portata variabile, se la portata di questo circuito diminuisce, lo storage accumulerà energia termica (condizione di basso carico del DHN); se aumenta, lo storage scaricherà l'energia termica accumulata (condizione di alto carico del DHN/picco). Questa scelta è spinta in particolar modo dalle pressioni che vi sono nei vari circuiti, infatti nel circuito lato motore vi sono pressioni più basse rispetto l'altro circuito, rispettivamente 3 e 12 bar, quindi una maggiore facilità di gestione dello stesso.

L'accumulatore verrà installato all'interno della centrale di produzione di Osimo e visto le dimensioni si ipotizza di interrare la parte bassa per ergonomizzare gli spazi.

Di seguito è riportata la configurazione dello schema con lo storage (figura 2.5).

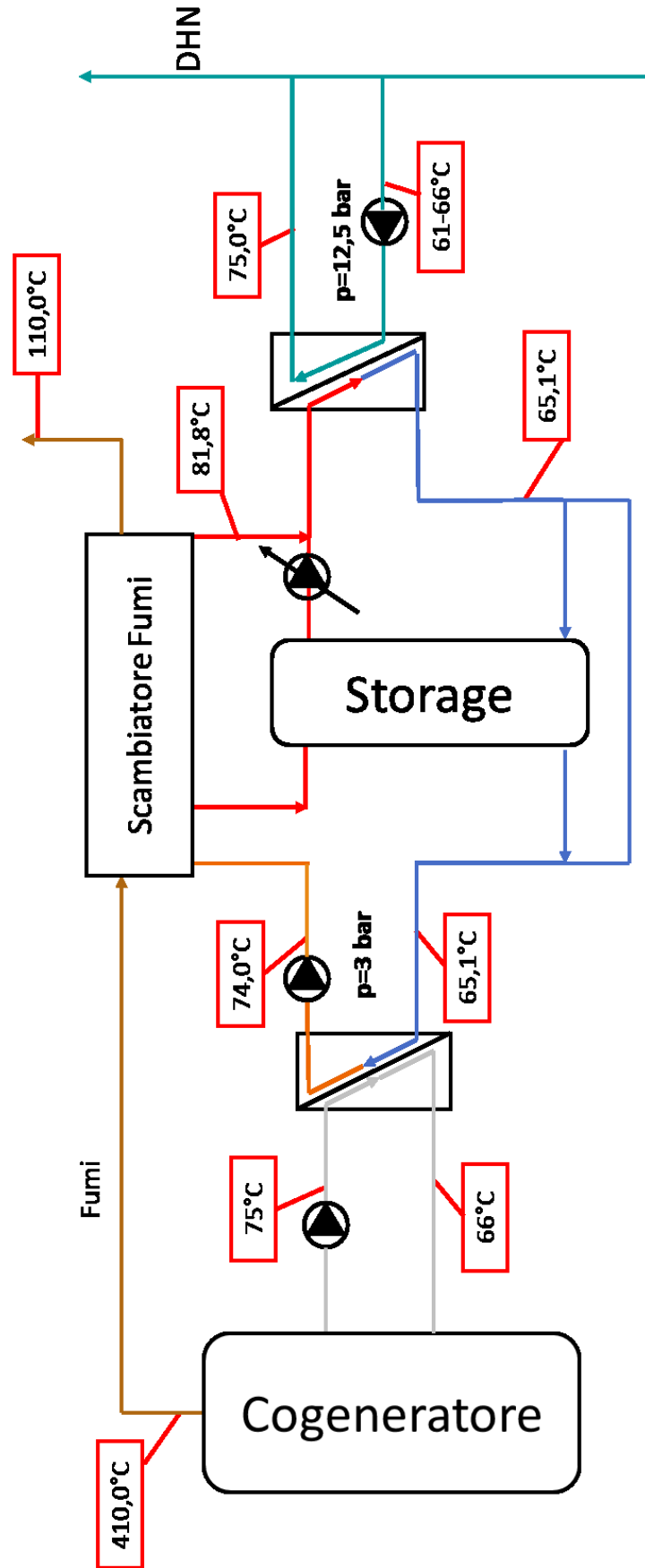


Figura 2.5: Schema di collegamento dello storage con il cogeneratore e la rete

2.4 Possibili utilizzi

L'attuale configurazione nei periodi intermedi comporta l'accensione del CHP alle ore 7:00 e lo spegnimento alle ore 20:00; le restanti ore e le richieste termiche superiori a quella offerta dal CHP vengono coperte dalle caldaie. Utilizzando il TES si può anticipare l'accensione e far lavorare il motore anche quando il carico della rete è inferiore a quella minima da esso richiesto in quanto si può immagazzinare parte o tutta la potenza generata. Così si ha intenzione di caricare lo storage la mattina e scaricarlo poi nelle ore successive allo spegnimento del motore.

La configurazione di collegamento dello storage scelta è molto versatile, infatti ci permette di utilizzarlo in differenti maniere, in particolar modo grazie ai vari switch che il collettore è in grado di attuare (precedentemente discusso). Quelli consoni e funzionali per il caso Astea sono tre, due per la carica e uno per la scarica.

Per quanto riguarda la carica la situazione iniziale è sempre la stessa ovvero lo storage è pieno d'acqua a 65°C. La carica consiste nell'immettere acqua a 85°C, nella parte alta del TES, fino a quando la temperatura del fluido in uscita dallo storage resta di 65°C (dovuto al vincolo imposto dalle prestazioni dello scambiatore).

Il vincolo dello scambiatore influisce anche nella scarica tanto è vero che non possiamo scaricare lo storage fino ad una temperatura inferiore di 65°C giacché creerebbe problemi per la successiva carica.

I possibili utilizzi dello storage saranno:

- I. Carica esclusiva dello storage: questa prima casistica permette di caricare al 100% della potenza del cogeneratore lo storage, infatti tutta la portata di 60 m³/h del circuito primario viene inviata all'interno dello stesso. Come si vede dallo schema sotto riportato il circuito lato teleriscaldamento viene "scollegato".
Questa soluzione è quella più critica e in realtà sarà difficilmente utilizzata, poiché comporta un rapido riempimento dell'accumulatore e di fatto un'esigua accensione anticipata. Rappresentata nella figura 2.6.

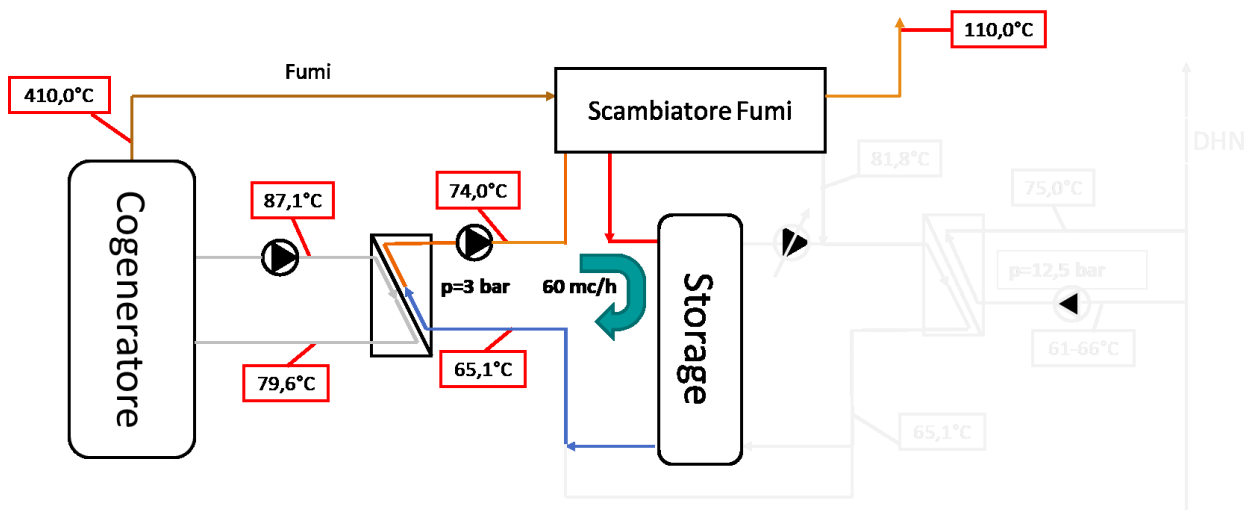


Figura 2.6: Configurazione di carica dello storage a $60 \text{ m}^3/\text{h}$

- II. Carica dello storage e teleriscaldamento: tale casistica consente in simultanea di caricare lo storage e soddisfare la richiesta (che in genere è minore della minima del cogeneratore). Come si evince nella figura 2.7, i 60 mc/h del circuito primario vengono splittati in due portate identiche. Così si riesce a mantenere il cogeneratore acceso per un tempo maggiore senza farlo modulare e quindi lavorare al 100%. Nella simulazione a paragrafo 4.2.2 si è stimato un tempo medio di carica con queste condizioni e risulta, come è facilmente intuibile, nettamente maggiore. Tale soluzione di carica è attualmente la più plausibile.

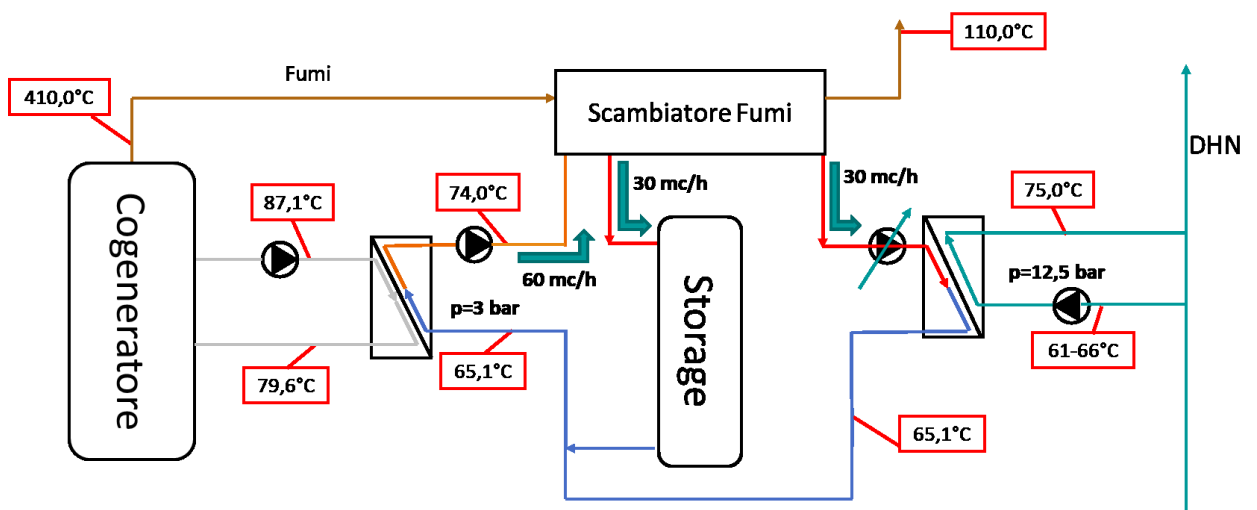


Figura 2.7: Configurazione di carica dello storage a $30 \text{ m}^3/\text{h}$ e teleriscaldamento

III. Scarica dello storage: il caso della scarica prevede solo una configurazione ossia quella schematizzata nella figura 2.8. Si evince facilmente che il motore è spento, quindi la parte del circuito a sinistra dello storage non entra in gioco. Alla rete viene conferita energia termica esclusivamente dal TES (se necessario dalle caldaie). Lo storage viene fatto scaricare utilizzando la tubazione alta come mandata e quella bassa come ritorno con una portata variabile nel tempo grazie all'ausilio di una pompa modulatrice. Quest'ultima è fondamentale in quanto al passare del tempo il salto di temperatura tra mandata e ritorno diminuisce e quindi per avere uno scambio termico costante bisogna modulare la portata, fino a quando l'accumulatore è in grado di fornire energia termica.

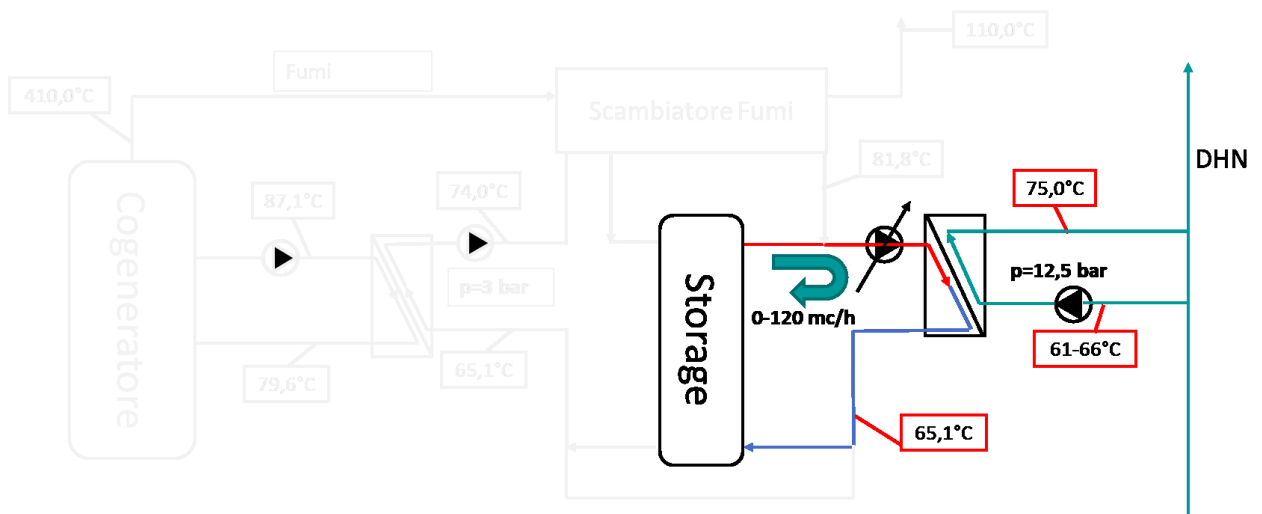


Figura 2.8: Configurazione della scarica dello storage

CAPITOLO III

REALIZZAZIONE DEL MODELLO

In questo capitolo si intende descrivere come è stato realizzato il modello 3D, che è stato poi oggetto delle simulazioni fluidodinamiche, e dei software utilizzati per crearlo. Esso è stato disegnato in primo luogo nell'ambiente Solid Edge e in seguito elaborato in Ansys.

3.1 Software: Solid Edge e Ansys

Solid Edge è un software di progettazione ibrida 2D/3D sviluppato da Siemens PLM Software.

Offre evolute funzionalità di modellazione e di progettazione dei componenti e degli assiemi, gestione trasparente dei dati e un ambiente integrato di analisi ad elementi finiti. Offre strumenti di modellazione e gestione degli assiemi, che permettono ai team di progettazione di sviluppare con facilità una vasta gamma di prodotti, da singoli componenti ad assiemi contenenti migliaia di parti.



Il software Ansys invece viene utilizzato per progettare prodotti e semiconduttori, nonché per creare simulazioni che testano la durabilità di un prodotto, la distribuzione della temperatura, i movimenti dei fluidi e le proprietà elettromagnetiche. All'interno di questo pacchetto vi è la fluidodinamica computazionale (CFD). Questo è uno strumento di sorprendente flessibilità, precisione e ampiezza di applicazioni. CFD di ANSYS va oltre i risultati qualitativi, per fornire previsioni quantitative precise su interazioni di fluidi e trade-off. Queste percezioni rivelano opportunità impreviste per i prodotti, opportunità che altrimenti possono sfuggire anche ad analisti esperti di engineering.



3.2 Modellazione 3D

Il modello utilizzato per fare le simulazioni fluidodinamiche in primo luogo è stato disegnato in 2D in Solid Edge partendo dai valori e dalle geometrie presi fedelmente delle tavole. Poi tramite il comando rivoluzione si è generato il solido pieno e successivamente realizzata la scocca dello storage con il comando pareti sottili. Dopodiché sono state modellate le condutture della mandata e dell'aspirazione e le rispettive aperture sulla scocca per garantire ad essi l'accesso. Sono stati creati poi i sei piatti forati (che svolgono il ruolo di convogliare il flusso e rallentare il rimescolamento del fluido interno, quindi alla stratificazione). A tal punto si è passati nell'ambiente assieme, di tale software, per realizzare l'unione delle varie parti. Nell'immagine 2.9 è possibile vedere l'esploso dello storage disegnato.

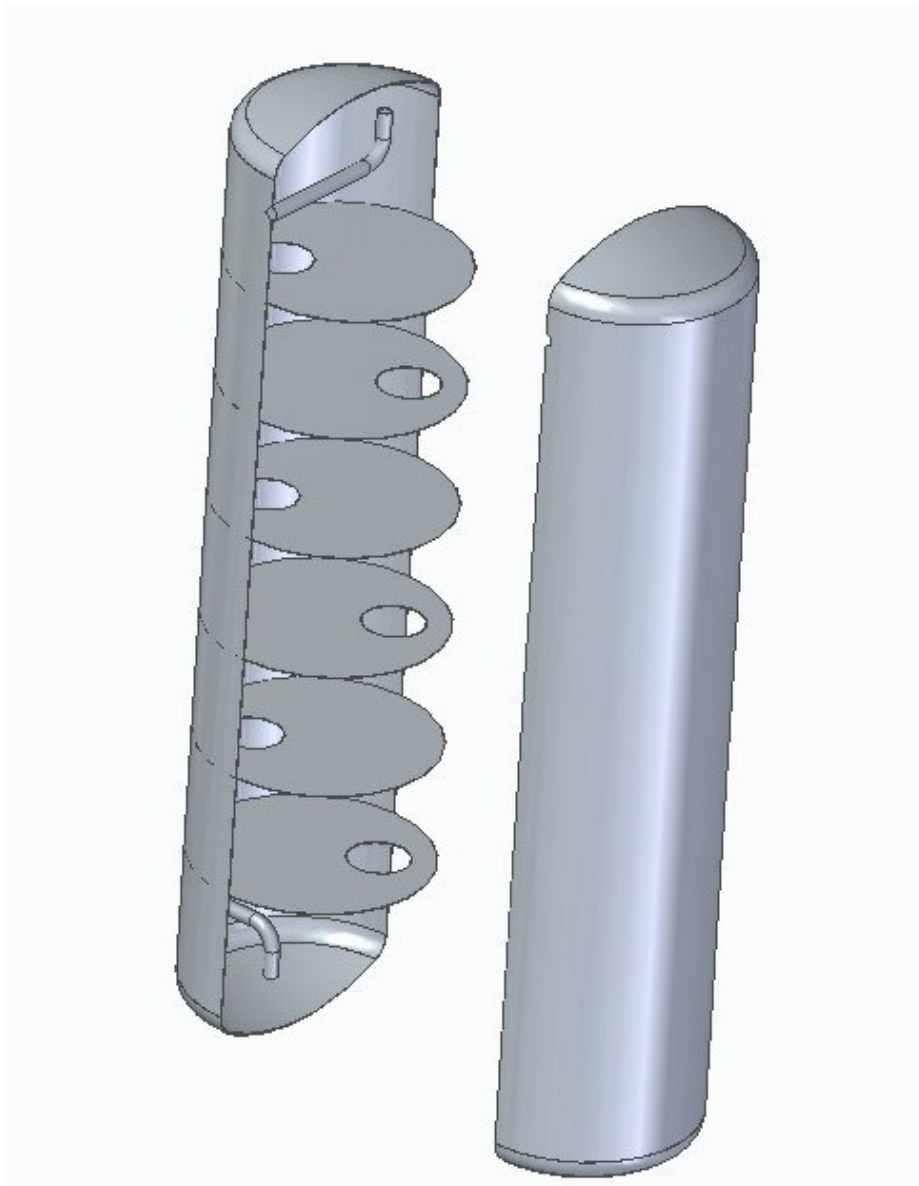


Figura 3.1: Esploso dello storage

Tale modello cad rappresenta lealmente il futuro storage installato all'Astea però per quanto riguardano le simulazioni fluidodinamiche si è interessati non tanto a questo ma al volume del fluido da esso contenuto. Per ottenere detto fluido, ossia il negativo dell'oggetto disegnato, si è ricorso al comando sottrazione booleana. Il risultato ottenuto è il seguente (Figura 3.2).

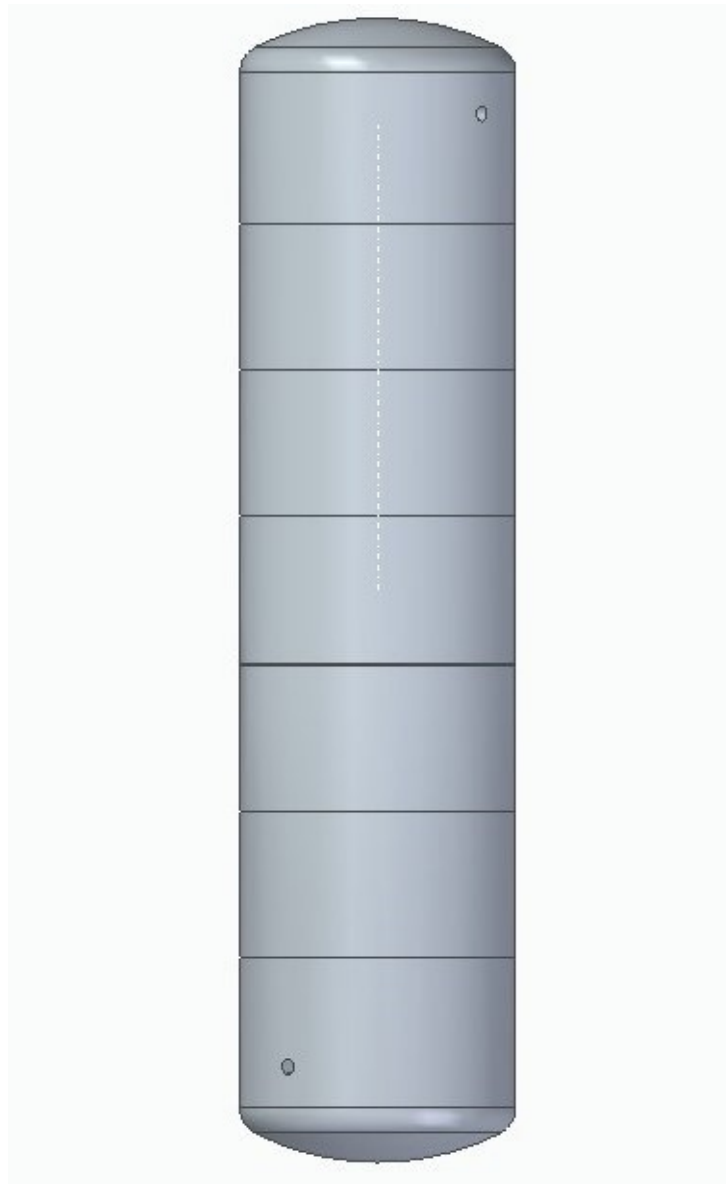


Figura 3.2: Liquido interno allo storage

Il fluido è un continuo in quanto è collegato per mezzo dei fori ma è anche vero che esso presenta delle discontinuità caratterizzate dai vani che vi sono tra un setto e l'altro lasciati dai piatti. Tali discontinuità non sono percepibili dalla figura appena incontrata. Nella figura 3.3 però, che è lo zoom della parte alta della figura 3.2, si evince che il fluido continuo è scandito nelle sue varie parti dai piatti.

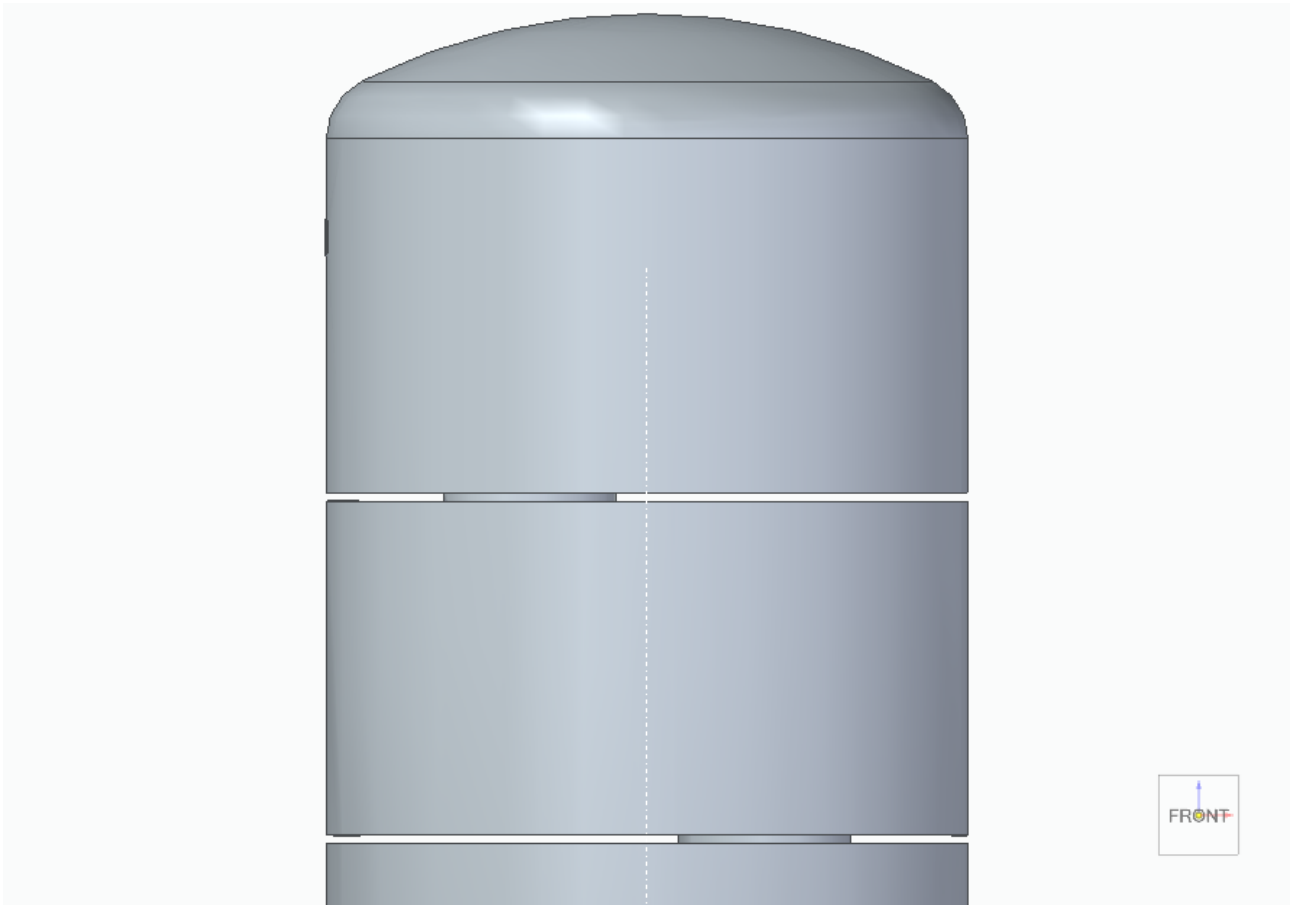


Figura 3.3: Zoom liquido interno, parte superiore

L'oggetto ottenuto è stato quindi portato in Ansys per fare le simulazioni fluidodinamiche. Per fare questo trasferimento si è dovuto però convertire il file solid edge in step per consentire la lettura dello stesso nel nuovo software.

3.3 Modellazione in Ansys

In questo nuovo ambiente, prima di passare alle simulazioni fluidodinamiche, è necessario ricorrere alla generazione della mesh. Questa pratica di creare una mesh consiste nel suddividere un volume, spazio e/o superficie geometrica continua in celle geometriche e topologiche discrete. Spesso queste celle, che possono essere di vario tipo (es. prismatiche, tetraedriche, ecc.), formano un complesso simpliciale. Di solito queste partizionano il dominio di input geometrico. Le celle mesh sono utilizzate come approssimazioni locali discrete del dominio più grande. Le mesh sono create da algoritmi informatici, spesso con la

guida umana attraverso una GUI, a seconda della complessità del dominio e del tipo di mesh desiderato. L'obiettivo è creare una mesh che acquisisca accuratamente la geometria del dominio di input senza essere troppo complicata da rendere intrattabili i calcoli successivi. Si evince intuitivamente che per volumi più complessi e per risultati maggiormente veritieri occorre una mesh più impegnativa e laboriosa.

In questo studio si è modellata la mesh partendo col definire e rinominare tutte le superfici,

attribuire ad ognuna di queste i valori delle dimensioni medie degli elementi finiti e i tipi di funzioni che le hanno generate. Successivamente anche per il volume si è assegnato un valore degli elementi e il tipo di funzione. In fine si è aggiunta l'inflation (permette una migliore transizione tra gli elementi prismatici e quelli tetraedrici) a tutte le superfici tranne a quella d'ingresso. Generala la prima mesh si è poi iterato il procedimento, cambiando i valori e le funzioni, sino a quando non si è ottenuta una mesh opportuna e soddisfacente.

La mesh finale utilizzata nelle simulazioni fluidodinamiche è riportata nell'immagine 3.5. Essa presenta delle zone più scure che rappresentano i luoghi dove vi sono i piatti e le tubazioni, quindi una discretizzazione maggiormente raffinata. Le restanti zone più chiare indicano le porzioni di volume e superficie continue dove il fluido non incontra ostacoli.

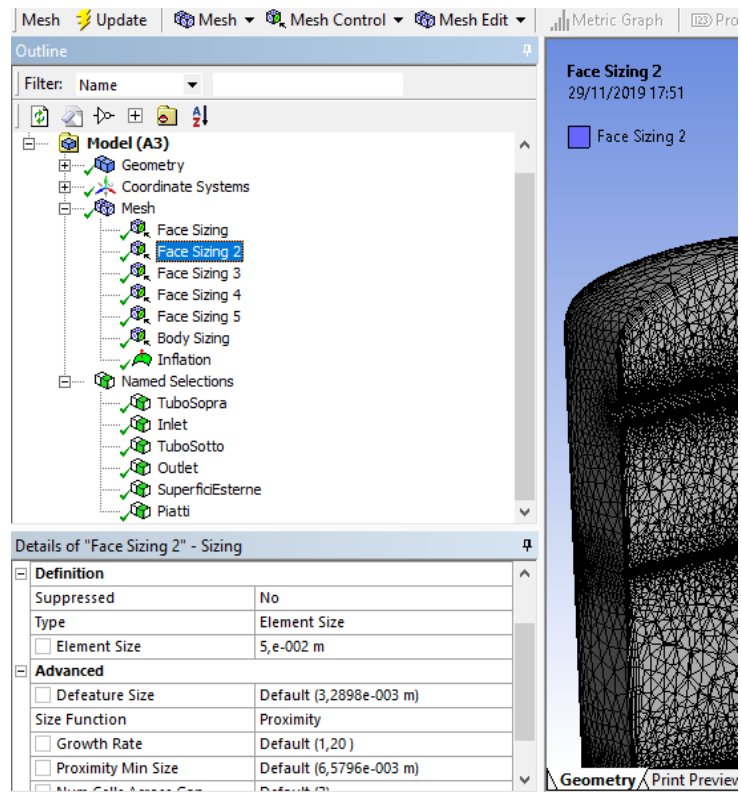


Figura 3.4: Barra di Ansys

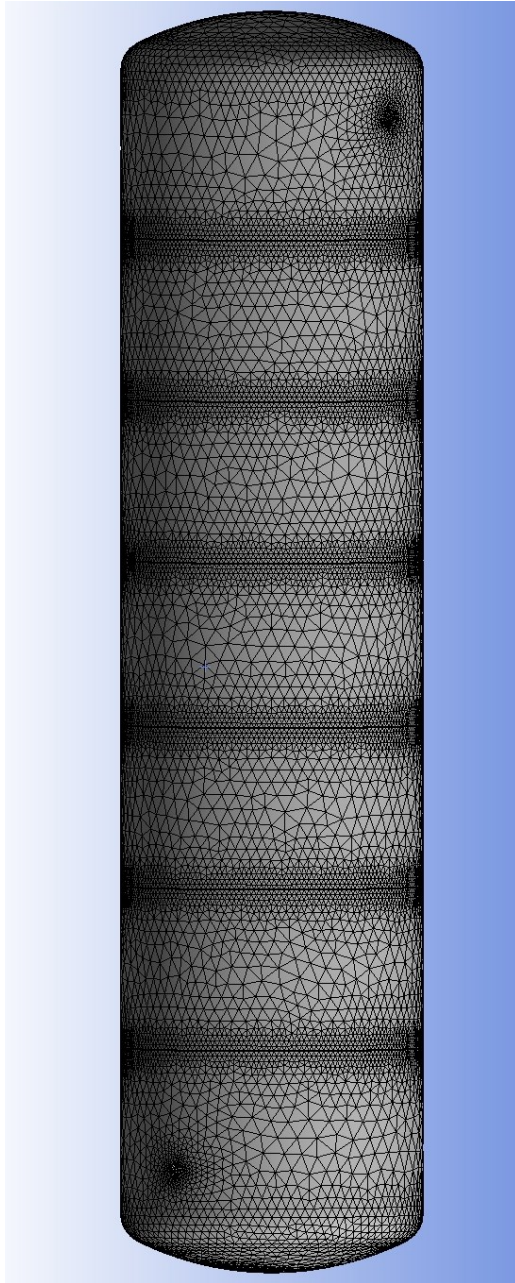


Figura 3.5: Mesh del liquido

La figura 3.6 è uno zoom della parte alta della figura 3.5. L'addensamento degli elementi nella zona d'ingresso del fluido esprime l'importanza della discretizzazione tenendo in considerazione la rilevanza di questa regione. Inoltre, in questa foto si avverte l'influenza dell'inflation invero le linee pseudo parallele che hanno luogo nella parte alta e in quelle laterali.

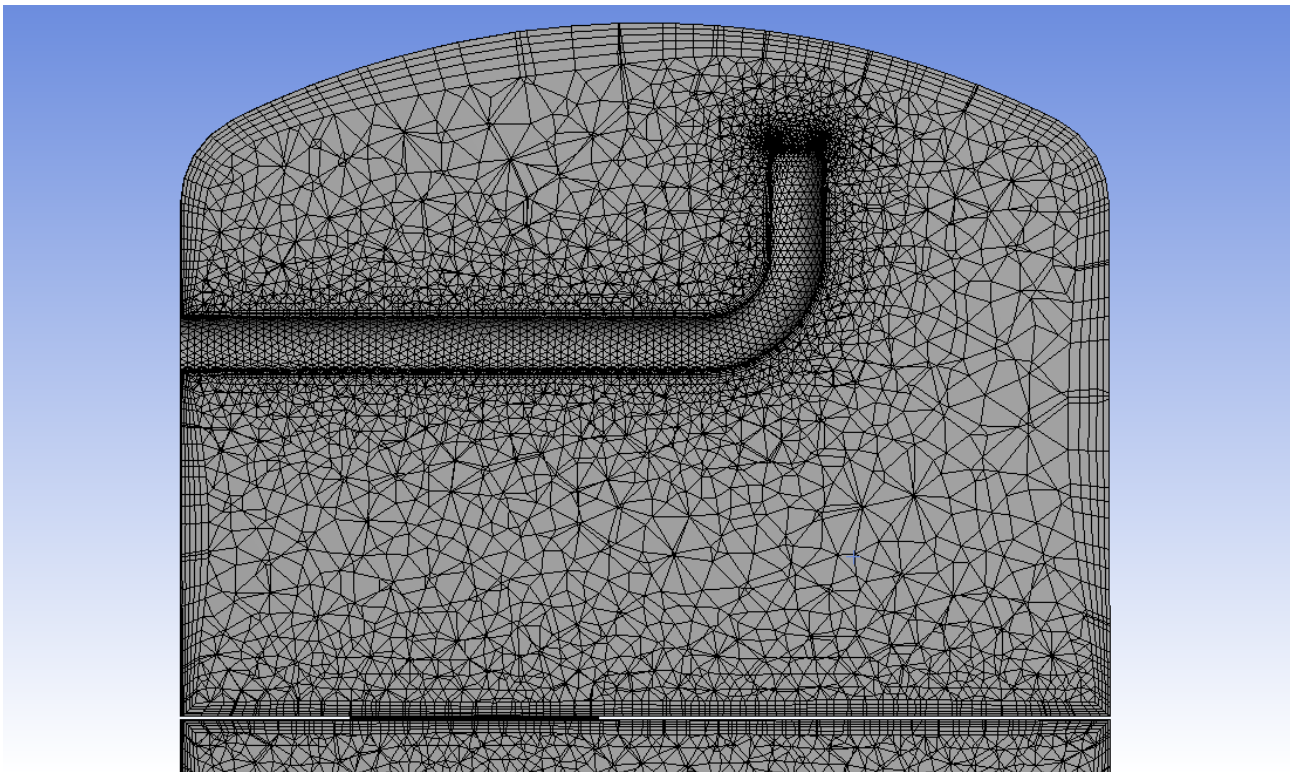


Figura 3.6: Zoom della mesh del liquido, parte superiore

CAPITOLO IV

ANALISI FLUIDODINAMICA

In questo capitolo si entra nel merito delle analisi fluidodinamiche svolte sullo storage descrivendo in prima istanza le ragioni che le hanno mosse. Successivamente sono esposte le simulazioni effettuate e i risultati ottenuti. Si sottolinea come tale capitolo, in virtù della particolarità dell'applicazione, risulti il cuore del presente elaborato.

4.1 Motivazioni dell'analisi fluidodinamica

Nei paragrafi precedenti si è parlato dell'installazione del nuovo storage termico nella centrale di produzione dell'Astea, ad Osimo.

Il TES è stato pensato affinché al suo interno stratifichi. Questo perché la temperatura nella parte bassa dello storage deve restare sempre costante a 65°C (imposto dal vincolo dello scambiatore). Si vuole anche che il flusso all'interno del lo storage, durante la fase di carica e di scarica, sia il più regolare possibile e quindi che non presenti rimescolamenti e turbolenze che possano gravare la stabilità e la stratificazione.

Tale oggetto è già stato progettato ma ancora non realizzato, quindi si trova nella fase antecedente a quella esecutiva. In questo studio è come se si collaudasse virtualmente quanto concepito. Si vuole infatti verificare, tramite le simulazioni, se i processi fluidodinamici ipotizzati sono plausibili e se tutti i componenti ausiliari sono adeguati al corretto funzionamento dello stesso.

Inoltre, si vuole calcolare quanto tempo occorre per la carica e la scarica, di conseguenza quanto lo storage anticipa l'accensione del cogeneratore traducendosi nell'effettivo aumento dei certificati bianchi ottenibili.

4.2 Simulazioni fluidodinamiche

Le simulazioni fluidodinamiche sono state svolte sul modello precedentemente discusso nel terzo capitolo.

Queste hanno richiesto il setup iniziale nel quale si è dovuto impostare il tipo di materiale dell'oggetto in esame, ossia acqua, andare poi a definire per quali volumi e superfici questo ha validità, in vero tutto il volume del modello. Dopodiché è stato necessario stabilire le condizioni al contorno, quindi per il presente caso, le varie sezioni d'ingresso e di uscita, le rispettive velocità, le pressioni e le temperature. Inoltre, le condizioni a contorno hanno richiesto di specificare il ruolo delle altre superfici e quale fossero le loro temperature iniziali.

Infine, si è settato il numero di step e di iterazioni necessarie per il calcolo e quali parametri ottenere. Svolto il calcolo si sono estrapolati e analizzati i risultati ricavati.

Le simulazioni svolte sono esposte nei paragrafi seguenti.

4.2.1 Vettori velocità

In questo paragrafo si espone l'importanza delle analisi fluidodinamiche svolte e i risultati ottenuti, circa i vettori velocità. Come già largamente spiegato, per motivi di efficienza, lo scambiatore lato motore necessita una temperatura di esercizio di 65°C; quindi durante la carica dello storage, la temperatura del fluido in aspirazione non può differire da tale valore. In virtù del fatto non si vuole per alcun motivo che l'acqua calda, immessa da sopra, arrivi direttamente nella parte bassa ma far sì che si riscaldi gradualmente tutto il liquido sovrastante. Quindi sono stati introdotti i piatti forati per convogliare e rallentare quanto più possibile l'acqua.

La simulazione ha quindi come obiettivo quello di analizzare quali velocità si instaurano all'interno dell'accumulatore. In modo del tutto intuitivo si può facilmente ipotizzare, anche a priori, che minori saranno le velocità e minore sarà la miscelazione tra la parte alta e bassa, traducendosi in un progressivo riscaldamento globale.

I vettori velocità osservati sono caratteristici di due casi:

- Laminare
- Turbolento

Si giustificano i due casi con il numero di Reynolds. Tale valore si calcola con la seguente formula:

$$\text{Re} = \frac{\rho \langle v \rangle d}{\mu} = \frac{\langle v \rangle d}{D_V}$$

Formula 4.1: Numero di Reynolds

- ρ è la massa volumica o densità (kg/m^3);
- $\langle v \rangle$ è la velocità macroscopica (m/s);
- d è il diametro del tubo (m);
- μ è la viscosità dinamica ($\text{Pa}\cdot\text{s}$);
- D_V è la diffusività cinematica (m^2/s).

Il caso turbolento emerge dal fatto che se si applica Reynolds al tubo di mandata, nel quale scorre il fluido ad una velocità pari ad 1 m/s, considerando la sua sezione di 150 mm e una diffusività cinematica dell'acqua equivalente a 3×10^{-6} , si ottiene:

$$\text{Re} = 50'000$$

Ricordando che per i flussi all'interno di un tubo cilindrico valgono i seguenti regimi:

- Laminare $\text{Re} < 2300$
- Transizione $2300 < \text{Re} < 4000$
- Turbolento $\text{Re} > 4000$

Si evince facilmente che all'interno dal tubo il regime sia turbolento. Il caso studiato per primo è quindi è questo, anche se in realtà non si è particolarmente interessati a quello che succede nella condotta ma quanto nell'accumulatore. Ciò però asserisce ineccepibilmente che anche nelle zone prossime a quelle di mandata e aspirazione si avranno fenomeni simili. Alla luce di tali considerazioni si è deciso di procedere con questo regime impostando come velocità 1 m/s all'ingresso e una pressione di 3 bar sia per l'ingresso che per l'uscita.

I vettori velocità sono cercati nel momento in cui il flusso è stazionario e i valori tratti sono dimostrati nelle seguenti immagini.

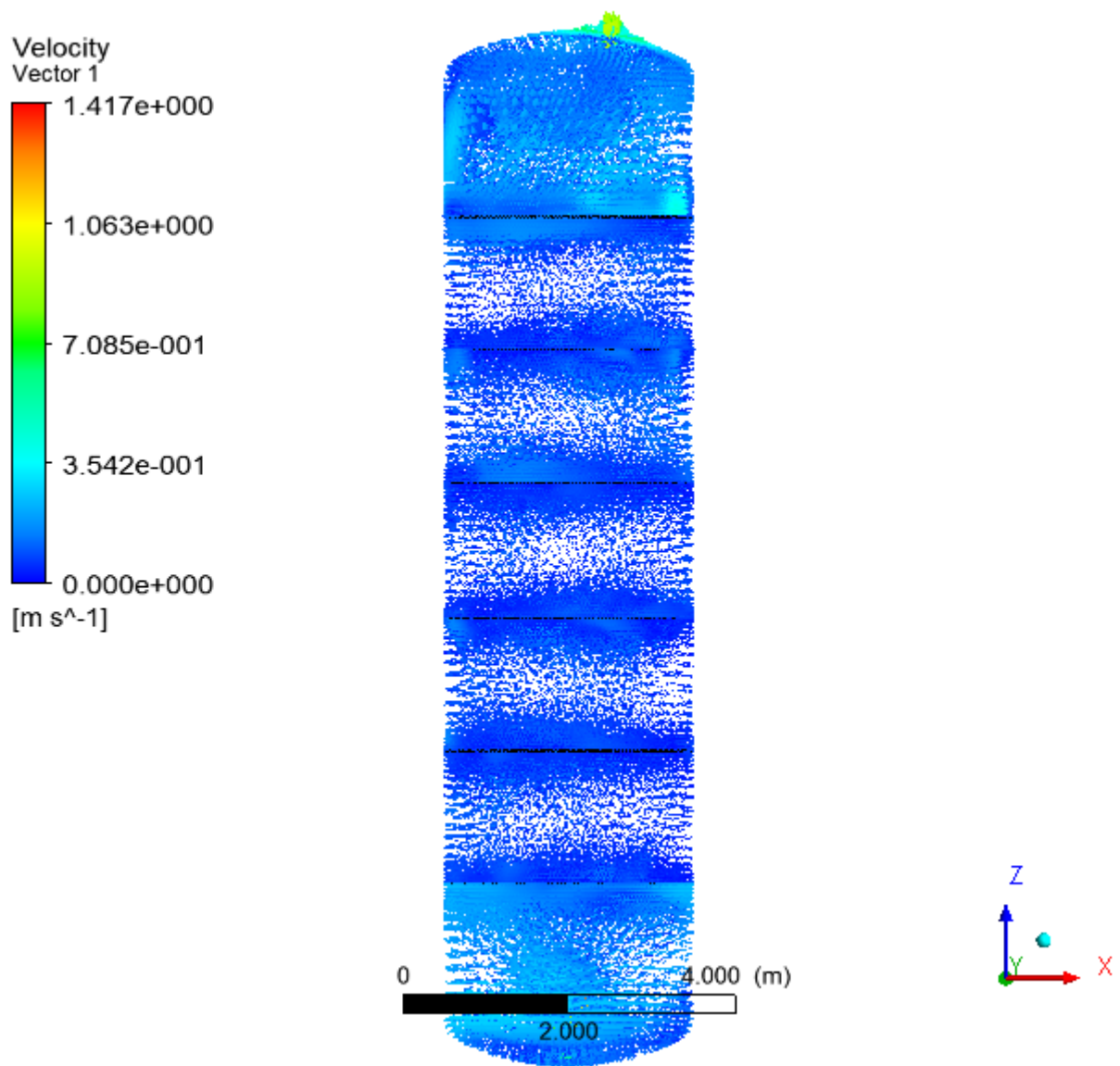


Figura 4.1: Vettori velocità risultanti dalla simulazione fluidodinamica con velocità 1 m/s, caso turbolento

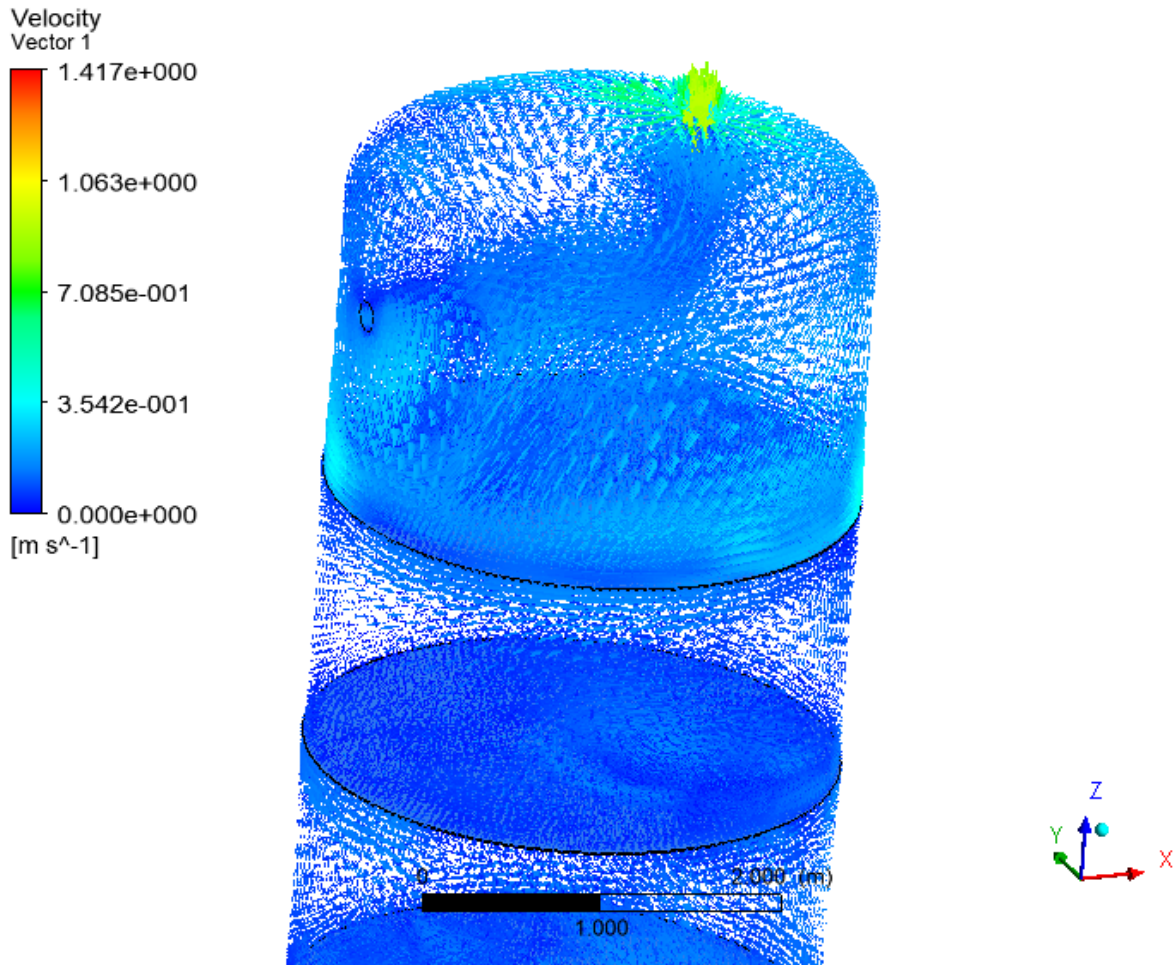


Figura 4.2: Vettori velocità del fluido in mandata

Dalle immagini si desume facilmente che le velocità, assunte dal fluido all'interno dello storage durante la carica a regime stazionario, sono estremamente basse. La dinamicità del liquido è accentuata nella sezione d'ingresso e quella di uscita e nei rispettivi setti. Infatti, dall'immagine 4.2 è evidente che vi sono colori che si discostano molto dal blu stando ad indicare la velocità di 1 m/s. Si nota chiaramente l'evoluzione del percorso del fluido e come rallenti velocemente e come le tonalità rispecchino una velocità massime di 0,3 m/s. I setti successivi presentano quasi interamente un unico colore, il blu. Questo afferma che le velocità sono prossime a zero e danno già un'idea che non si verifichino particolari effetti turbolenti e che il riscaldamento è graduale e progressivo.

Nella figura 4.3, che è lo zoom della parte bassa dell'immagine 4.1, fa notare appunto che le velocità nell'ultimo setto sono di nuovo maggiori. Ciò è del tutto scontato e aspettato, imposto dal fatto che vi è l'aspirazione e la situazione assai simile a quella della mandata. L'unica cosa che differisce sono i vettori velocità dell'aspirazione hanno dei moduli più

elevati come di deduce dalla legenda. Questo a primo impatto può sembrare poco razionale ma facendo una media di tali valori si ottiene un valore prossimo a 1 m/s, infatti è valevole ipotizzare che in alcuni punti questi siano maggiori ma in altri minori, di fatto, essendo un flusso stazionario, la portata in ingresso e uscita è la stessa.

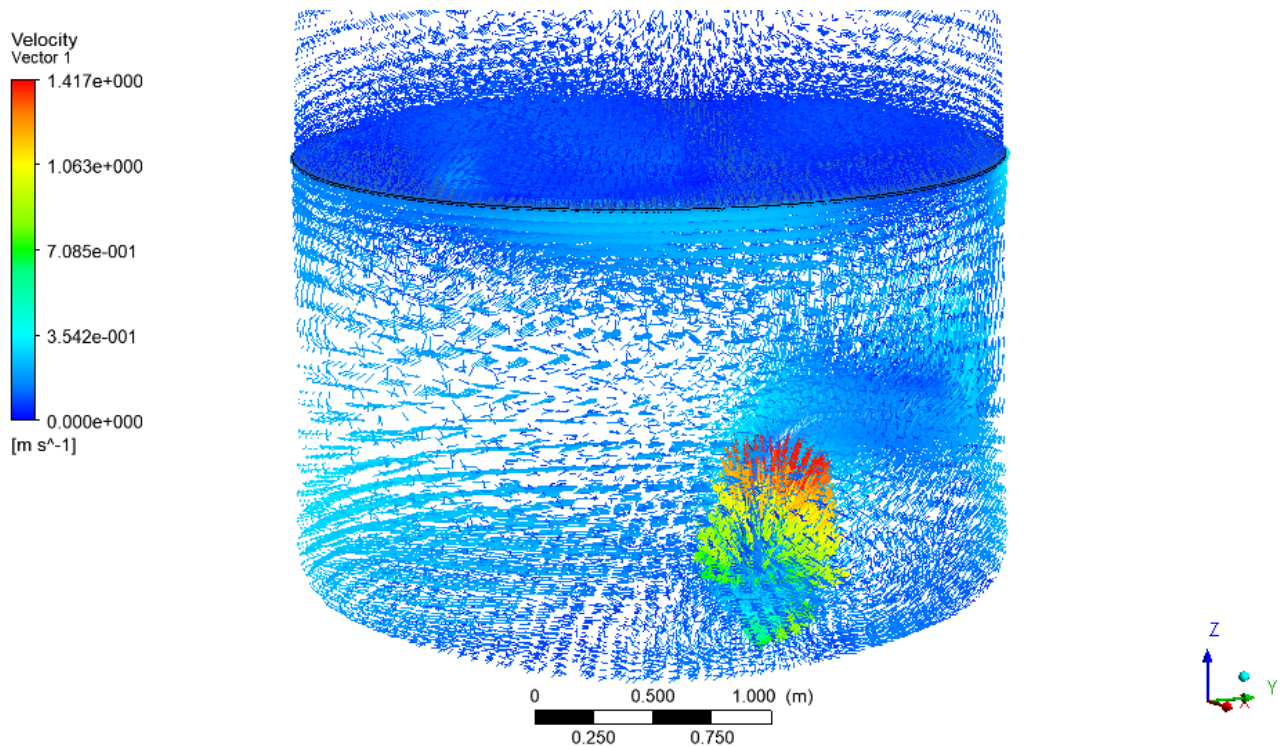


Figura 4.3: Vettori velocità in aspirazione

Per quanto appena visto e detto, ossia la predominanza delle zone monocromatiche blu che indicano velocità nulle del fluido, si può anticipare che il numero di Reynolds è inferiore a 2300. Difatti considerando come valore medio le velocità nelle zone intermedie pari a 0,001 m/s e applicato alla formula 4.1 si ottiene, all'interno dello storage (quindi con $d = 3$ m e $D_V = 3 \times 10^{-6}$), il seguente valore:

$$Re = 1000$$

Invero, seppure vi siano zone in cui vi è regime turbolento, nella stragrande maggioranza vige lo stato laminare. Tale motivazione ha portato a svolgere una simulazione dei vettori velocità anche con questo tipo di regime. Le condizioni iniziali e a contorno applicate a questa sono le stesse della precedente, quindi, velocità 1 m/s all'ingresso e una pressione di 3 bar sia per l'ingresso che per l'uscita. Anche in questo caso i vettori sono analizzati nel momento in cui il flusso è stazionario. Nelle seguenti immagini vi sono i risultati.

Gli esiti ottenuti sono conformi con quelli del caso turbolento. Le differenze sostanziali si presentano nel primo ed ultimo setto, infatti nel caso precedente si hanno velocità maggiori e flussi che risentono ulteriormente l'effetto turbolento della condotta. In questo le velocità in tutti i setti sono assai basse anche perché il modello laminare non tiene in considerazione come si evolve il flusso nella tubazione e alla sua uscita. Inoltre, un'altra differenza sostanziale che si presenta, i vettori velocità in aspirazione non mostrano picchi maggiori all'unità, questo è difficile che accada visto che nella tubatura è turbolento. A rigor di logica quindi si suppone che sia più consono adottare la simulazione turbolenta anche se è vero che vi è la maggior parte del volume nel regime laminare (velocità nulle), come dimostra l'ultimo calcolo del Reynolds, però per una visione completa di tutti i setti non si può pensare, in particolar modo per quelli di aspirazione e di mandata, che vi sia una percezione esigua del moto turbolento del tubo.

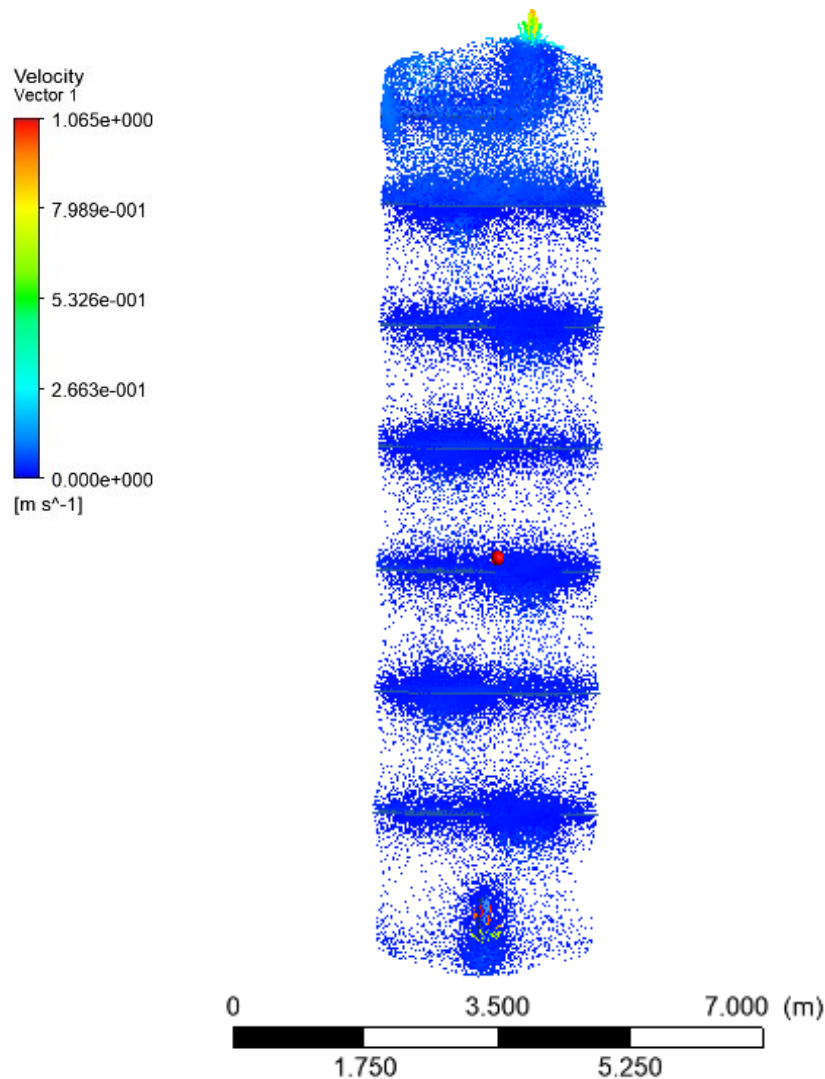


Figura 4.4: Vettori velocità risultanti dalla simulazione fluidodinamica con velocità 1 m/s, caso laminare

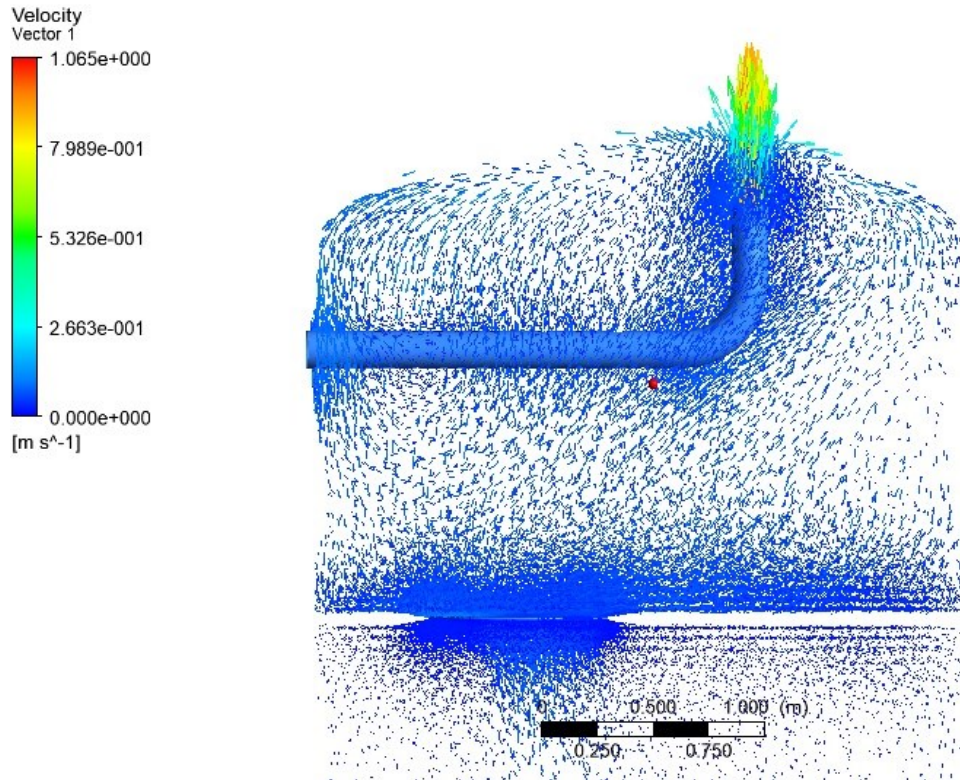


Figura 4.5: Vettori velocità del fluido in mandata

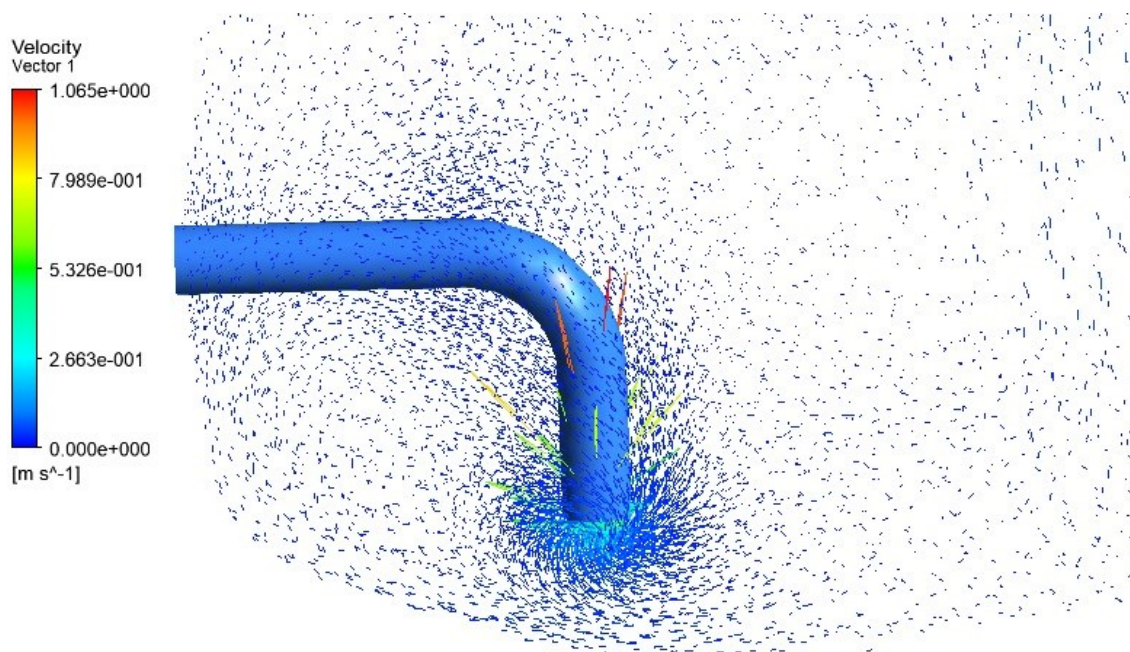


Figura 4.6: Vettori velocità del fluido in aspirazione

4.2.2 Stratificazione

La stratificazione termica è un fenomeno fisico noto da tempo e particolarmente evidente nei bacini naturali (pozze e stagni) e nei serbatoi statici. Quando l'acqua si raffredda il suo volume diminuisce, quando si riscalda il suo volume aumenta con conseguenti variazioni della densità; i serbatoi di accumulo a stratificazione sfruttano queste differenze. L'acqua calda e l'acqua fredda si comportano come liquidi distinti e, pur essendo nel medesimo contenitore, si separano: l'acqua calda si concentra nella parte alta del serbatoio, quella fredda si sposta verso il basso.

Le simulazioni svolte in questo studio, in maniera concatenata a quelle antecedenti, hanno l'intento di valutare se è rispettato il vincolo imposto dallo scambiatore di 65°C e se la stratificazione è rispettata.

Quest'ultima, in realtà, dovrebbe essere una conseguenza delle basse velocità che si instaurano all'interno dello storage durante la carica, quindi alla luce di quanto è emerso dai precedenti risultati non ci dovrebbero essere problemi. Per assicurare che ciò avvenga, togliendo ogni dubbio e verificando quanto progettato, si sono fatte due analisi. Queste, a differenza di quelle per i vettori velocità, osservano entrambe il transitorio di carica e non semplicemente la condizione a regime stazionario. Le due cariche rispecchiano quanto esposto nei possibili utilizzi del tes, con esattezza il primo e secondo caso, trattati nel paragrafo 2.4.

Il primo è il caso in cui tutta la portata, quindi il 100% dell'energia termica, viene inviata all'interno dell'accumulatore. Il secondo invece vede una portata dimezzata. Detta questa differenza della portata i restanti input e condizioni iniziali sono equivalenti. Invero, temperatura d'ingresso 85°C, medesima pressione d'ingresso e d'uscita pari a 3 bar e temperatura d'inizio all'interno dello storage di 65°C. Il secondo caso è stato poi ripetuto con le stesse condizioni ma tenendo in considerazione anche i piatti forati anch'essi con una temperatura di 65°C, dovuto al fatto che l'acciaio assorbe calore.

Nella sezione risultati di Ansys è possibile visualizzare anche il video di come si evolve il flusso all'interno dello storage. Nello stato iniziale il fluido si trova tutto a 65°C. Quando inizia la carica dell'accumulatore, l'acqua calda entra dalla parte alta e progressivamente riscalda la zona sottostante. Ovviamente in simultanea viene aspirata acqua a 65°C nella parte bassa e mandata alla camicia motore. L'aumento di temperatura è graduale dovuto palesemente alle basse velocità che hanno luogo e ai piatti forati. Questi ultimi oppongono resistenza e vincolano il flusso a rallentare e omogenizzare la temperatura all'interno di ogni

setto prima di invadere prepotentemente il setto successivo. Così facendo si nota nel video una variazione cromatica, rappresentata dall'opportuna legenda, nel quale ogni zona caratterizza un colore. Procedendo con la carica i colori più caldi scendono, con velocità differenti in relazioni con le proprie portate, fino ad arrivare a non rispettare più la condizione di vincolo, imposta dallo scambiatore, ovvero anche l'ultimo setto assume una temperatura maggiore di 65°C, di fatto si ha una mandata non idonea. A questo punto quindi si considera lo storage carico e si deve arrestare il processo. Intuibilmente se si continuasse a caricare l'accumulatore il vincolo non è più rispettato e si porta a saturazione lo stesso.

I risultati ottenuti sono visibili nelle seguenti immagini.

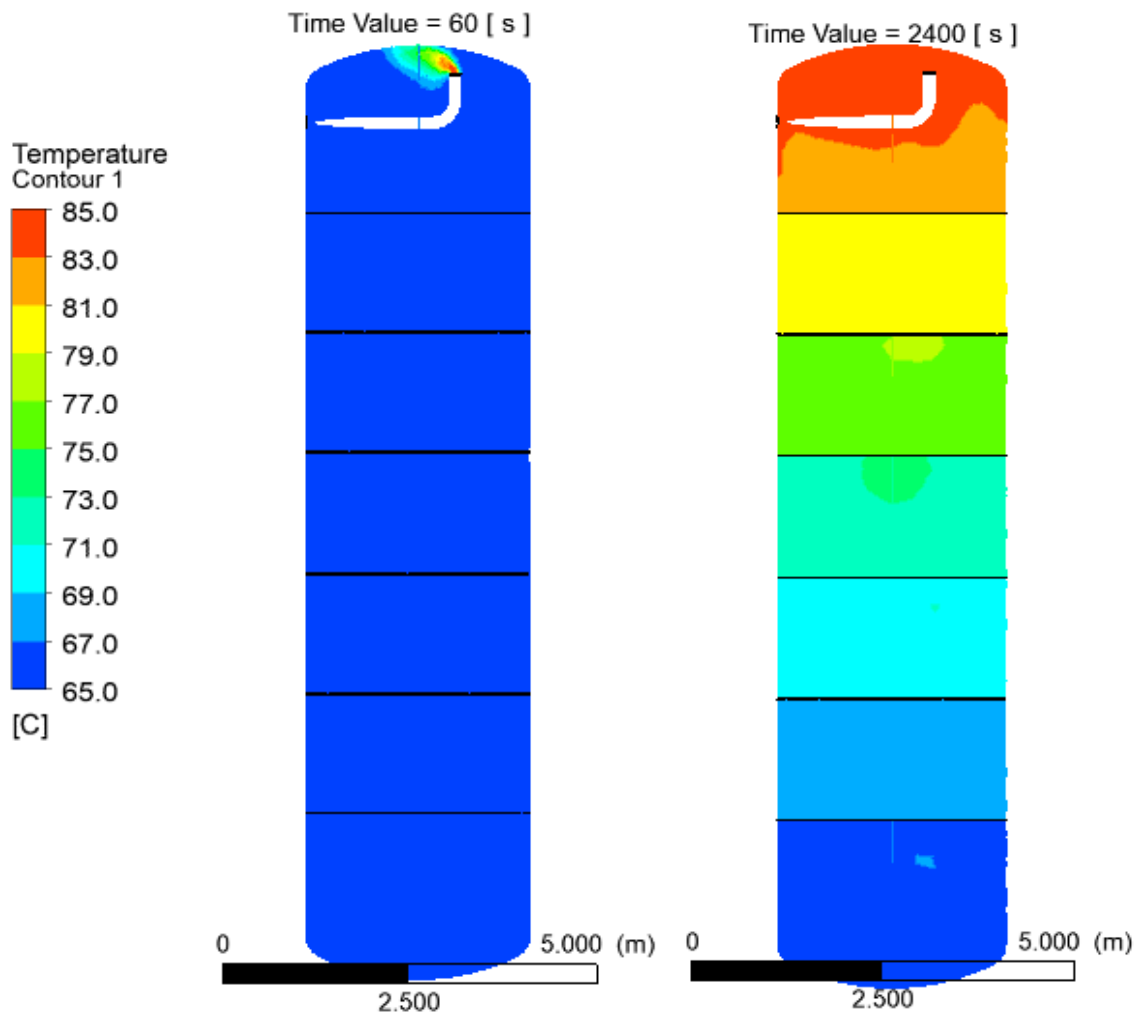


Figura 4.7: Confronto tra inizio e fine carica a 1 m/s

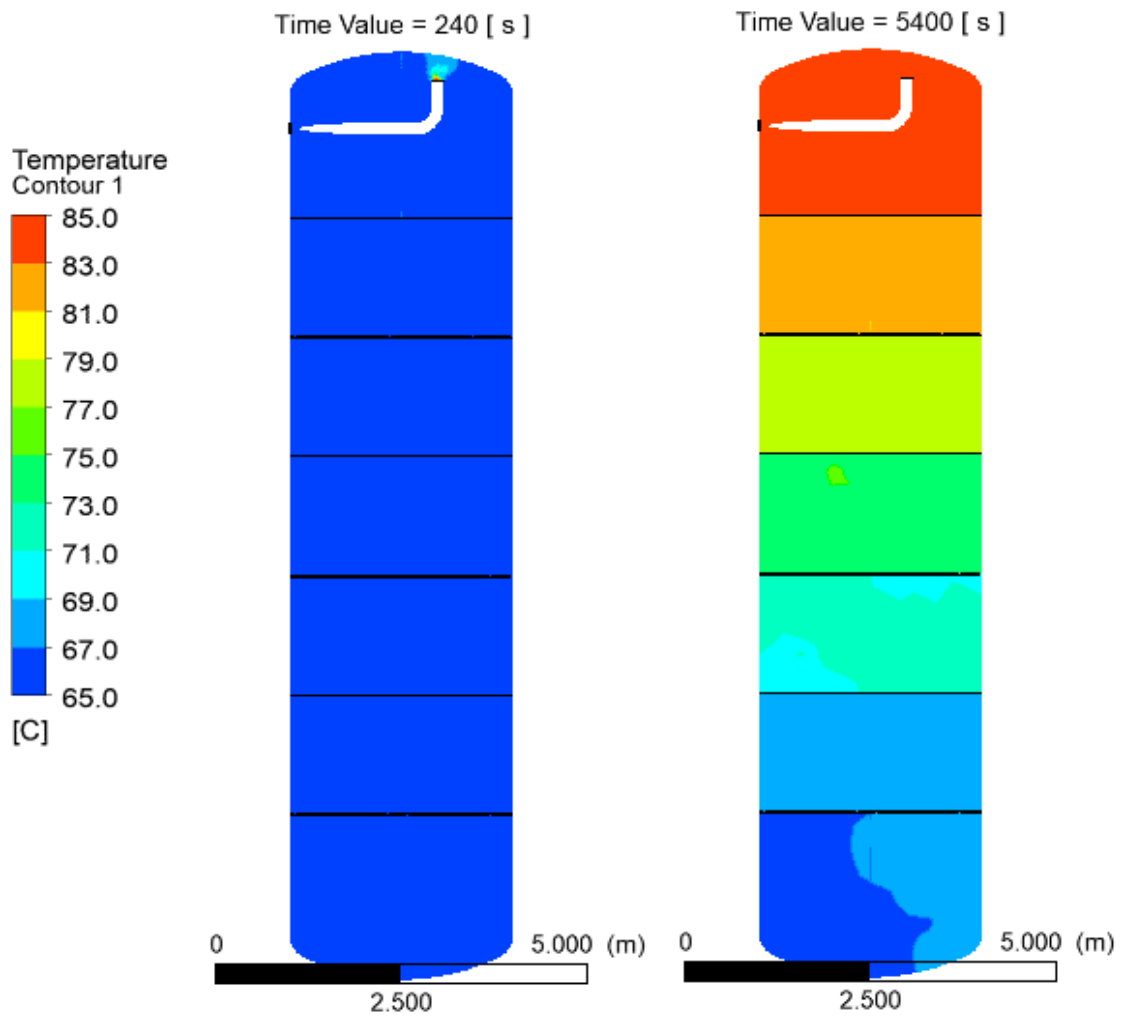


Figura 4.8: Confronto tra inizio e fine carica a 0,5 m/s senza piatti

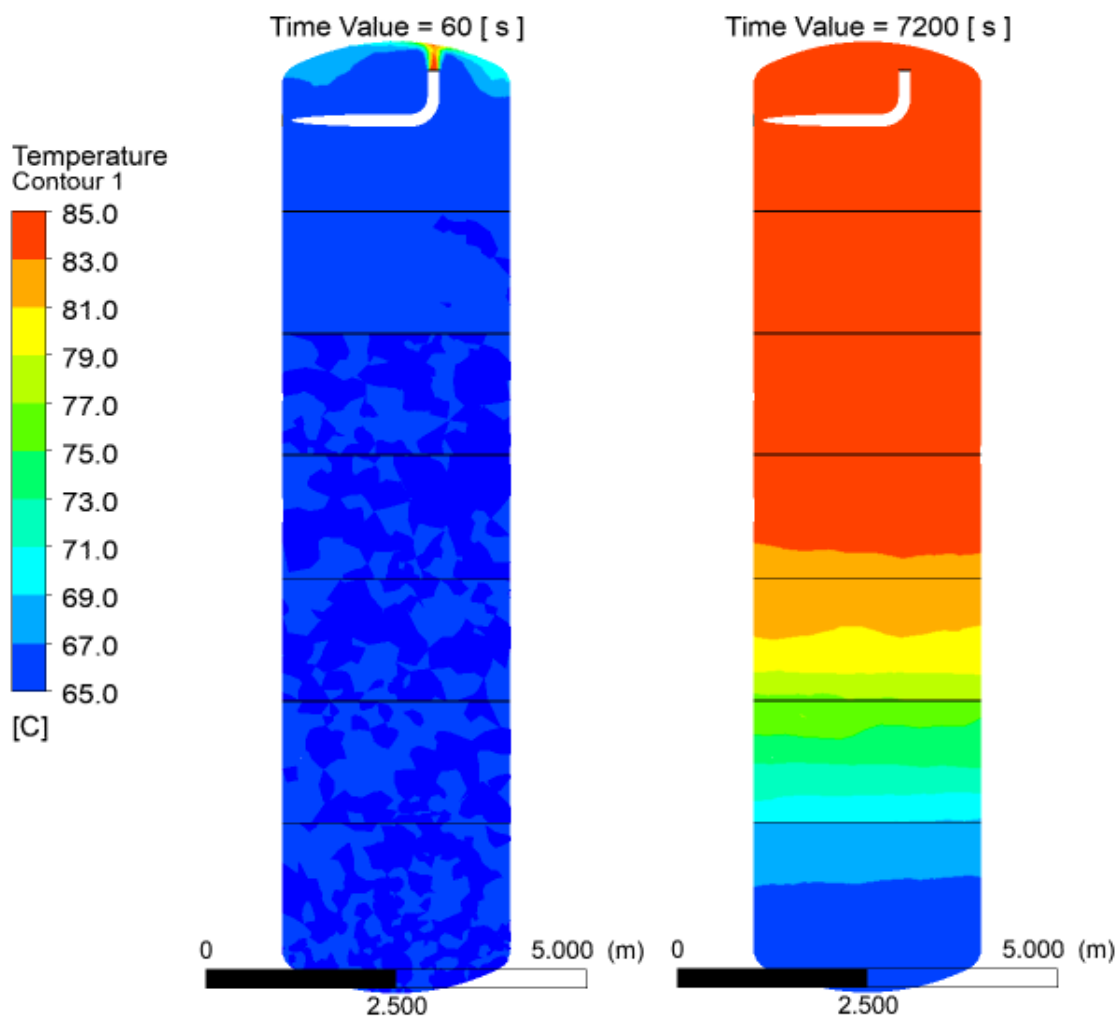


Figura 4.9: Confronto tra inizio e fine carica a 0,5 m/s con piatti

Le immagini appena viste, che rappresentano per ogni caso gli istanti iniziali e quelli finali, sono molto salienti ed esaustive in quanto ci permettono di affermare che lo storage lavora in modo consono e che stratifica alla perfezione. Infatti, in ogni immagine di fine carica, i setti presentano colori differenti dimostrando inconfutabilmente tale fenomeno.

Oltre a verificare quanto detto tali analisi fluidodinamiche offrono informazioni in merito alle tempistiche dei processi. Prevedibilmente la carica effettuata ricorrendo al primo caso, ovvero quella di stoccare il 100% dell'energia prodotta dal cogeneratore, concede un tempo di carica più ridotto rispetto al secondo caso, ovvero quello in cui viene immagazzinata solo la metà. Meno immaginabile è la differenza sostanziale di tempo che intercorre tra le due simulazioni del secondo caso. L'unico input che differenzia le due è che nell'ultima sono stati inseriti i piatti forati d'acciaio e questo comporta un aumento del 30% del tempo di carica. Tale fenomeno è giustificato dall'inerzia termica del materiale, seppur essendo alla

stessa temperatura iniziale del fluido, esso durante la carica assorbe calore rallentando il procedimento e omogeneizzando ancora di più la situazione termica. Come si evince nell'immagine 4.9, a differenza delle precedenti, vi è tutta la metà superiore dello storage a 85°C e una brusca diminuzione di temperatura nella zona sottostante. Negli altri casi invece è palese il progressivo gradiente termico che si traduce automaticamente in una diminuzione temporale del processo. Nelle immagini seguenti sono confrontati quattro stessi istanti delle due simulazioni appena descritte.

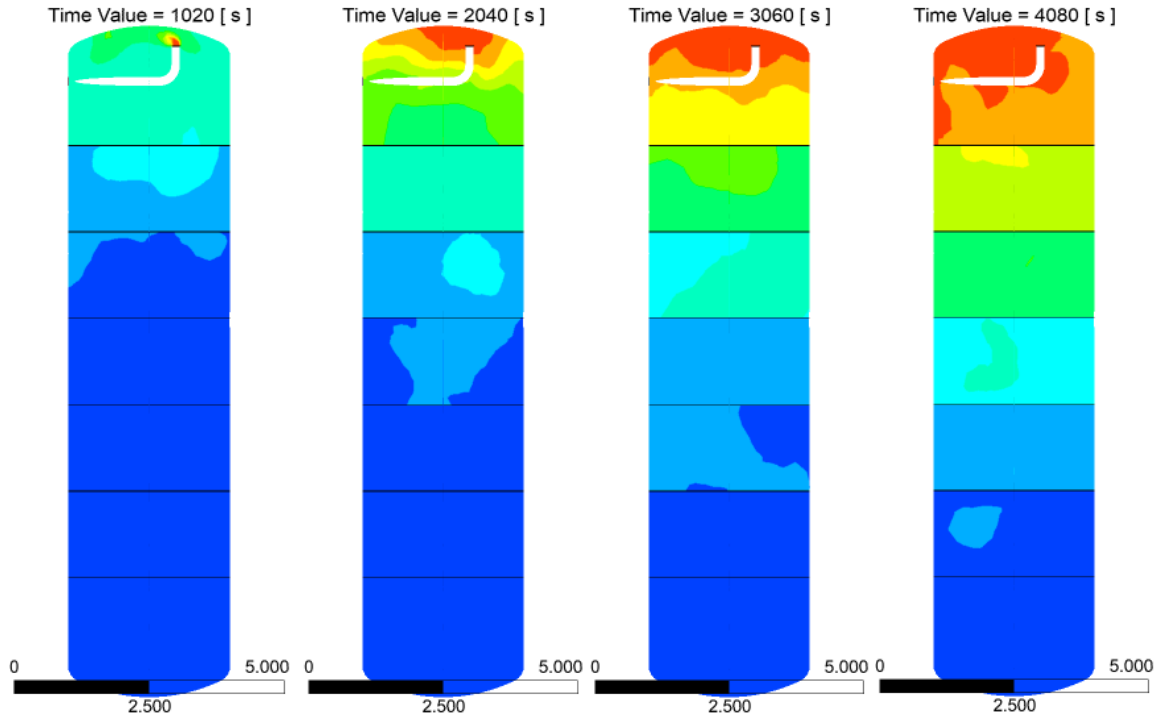


Figura 4.10: Quattro istanti della carica a 0,5 m/s senza piatti

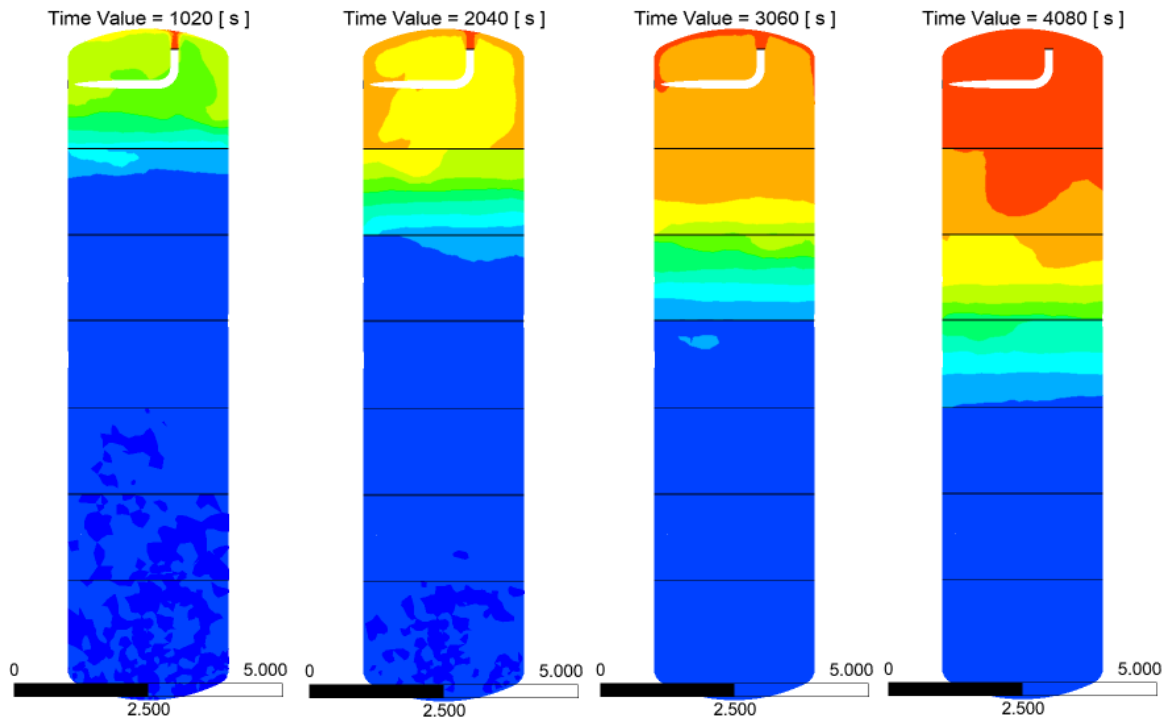


Figura 4.11: Quattro istanti della carica a 0,5 m/s con i piatti a temperatura 65°C

I risultati circa i tempi di carica sono indicati rispettivamente sopra ad ogni immagine, i quali sono riassunti nella tabella 4.1.

Carica		
Velocità [m/s]	Piatti d'acciaio	Tempo [s]
1	no	2400
0,5	no	5400
	si	7200

Tabella 4.1: Tempi delle simulazioni di carica

4.2.3 Convezione

Precedentemente si è affermato che lo storage verrà caricato la mattina e scaricato la sera, nelle ore successive allo spegnimento del motore. Il cogeneratore si accenderà alle 5,30 e il tes accumulerà energia termica fino a quando sarà in grado di rispettare il vincolo, che dalle precedenti simulazioni, risulta di circa due ore. Dopo di che, l'accumulatore verrà lasciato a sé stesso per 12 ore e con le presenti simulazioni si ha l'intento di analizzare che cosa succede al fluido in questo lasso temporale. In particolar modo si ha interesse di sapere se si instaurano fenomeni convettivi e se vi è la miscelazione delle zone del fluido a differente temperatura. Sebbene la scarica non sia così vincolante come la carica, anch'essa però necessita di sapere quali siano le temperature all'interno dello storage all'inizio dello scarico. Questa informazione è importante poiché influisce sul tempo di scarica ed è ben noto che allo scambiatore, lato teleriscaldamento, occorre una determinata cessione di calore affinché l'opportuno salto di temperatura, del fluido della rete, sia garantito.

I moti convettivi, come ben noti, sono dovuti alle diverse temperature e alle differenti densità del fluido, che fanno venir meno l'equilibrio idrostatico, così la forza di gravità fa sì che porzioni di liquido si spostino.

La situazione che si ha, appena finita la carica, presenta un salto termico tra la parte alta e quella bassa di 20°C. Questo porta sicuramente a pensare alla creazione di moti convettivi ma la presenza dei piatti forati dovrebbero limitare quanto più possibile tali fenomeni, sia perché schermano fisicamente il liquido e sia perché i due hanno conducibilità termiche differenti.

Le simulazioni svolte, in merito a quanto detto, sono state due, classificate come “no inlet no outlet” ovviamente perché non vi è né ingresso né uscita di massa. Tali analisi presentano solo una differenza, ovvero quella che nella prima si è tenuto in considerazione unicamente del liquido mentre nella seconda anche i piatti d'acciaio. Detta simulazione serve anche qui, come per la stratificazione, per capire quanto questi siano influenti. Le restanti condizioni iniziali e i vari settaggi tra le due sono i medesimi. Ovvero sia, si è impostato al fluido un regime laminare, giustificato dalle velocità pressoché nulle. Si è impostato il caso come adiabatico, trascurando quindi le dissipazioni dato che lo storage è rivestito interamente da poliuretano espanso con una conducibilità termica λ .

$$\lambda = 0,02 \text{ W/mK}$$

Tale considerazione di adiabaticità fa sì che nel primo caso, in cui non vi sono i piatti, vi sia aria al posto dell'acciaio e che, seppur di poco, varia la dinamica interna del liquido.

Le temperature imposte nelle varie zone del fluido sono i valori finali dalle simulazioni di carica, dato che l'ultimo istante di tale fase è il primo dello stato in esame. Quindi le temperature sono: 85°C nella parte alta e progressivamente diminuiscono fino a divenire 65°C dando perciò venti valori. Inoltre, nel secondo caso, a rigor di logica con quanto detto e visto nelle simulazioni della stratificazione (paragrafo 4.2.2), sono state attribuite temperature anche ai piatti in quanto anch'essi hanno assorbito calore durante la carica. I valori ad essi attribuiti sono gli stessi delle zone del fluido con cui è a contatto.

La pressione impostata è di tre bar, che sarebbe quella caratteristica del lato motore.

Di seguito sono riportate le immagini iniziali e finali delle simulazioni appena descritte.

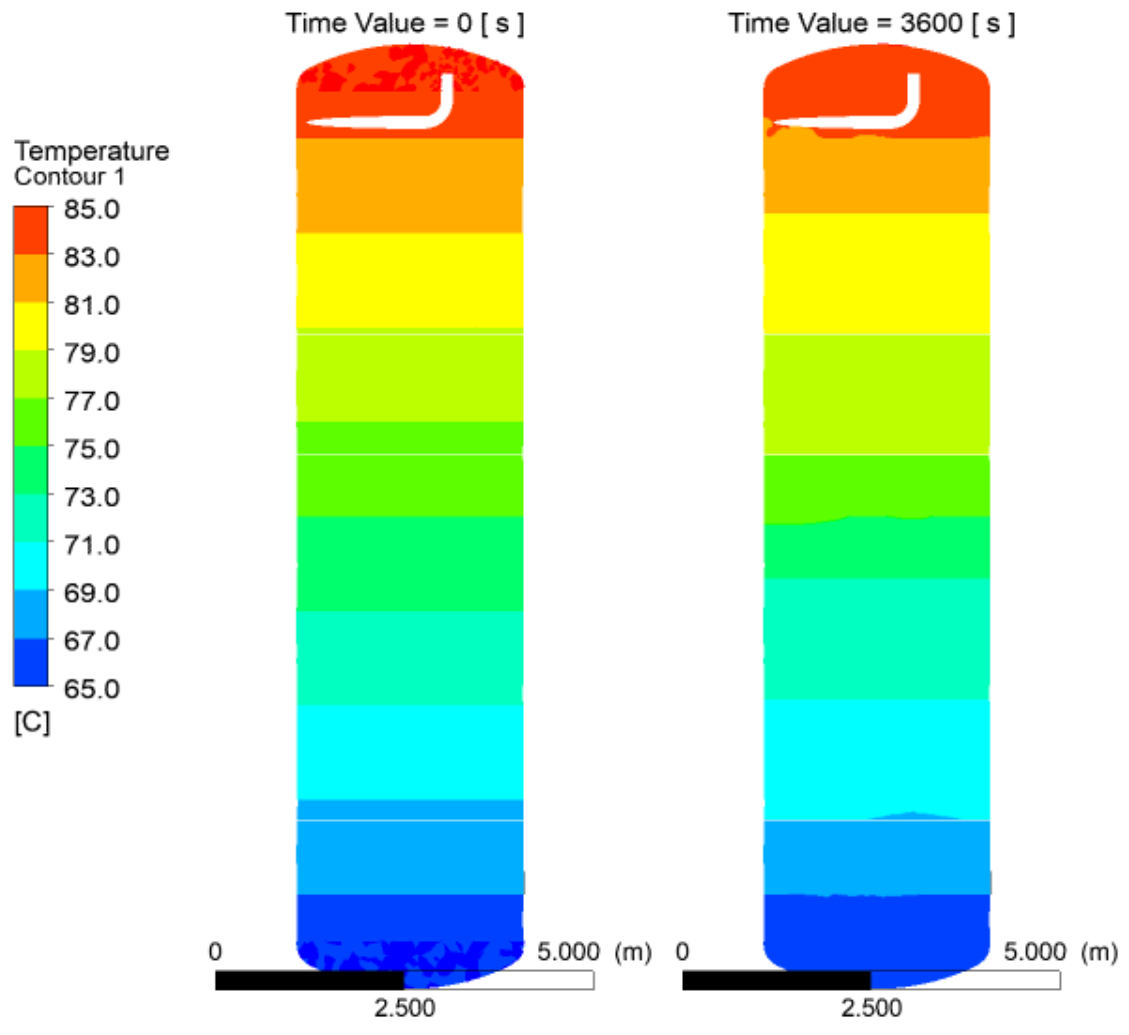


Figura 4.12: Confronto delle stratificazioni senza piatti

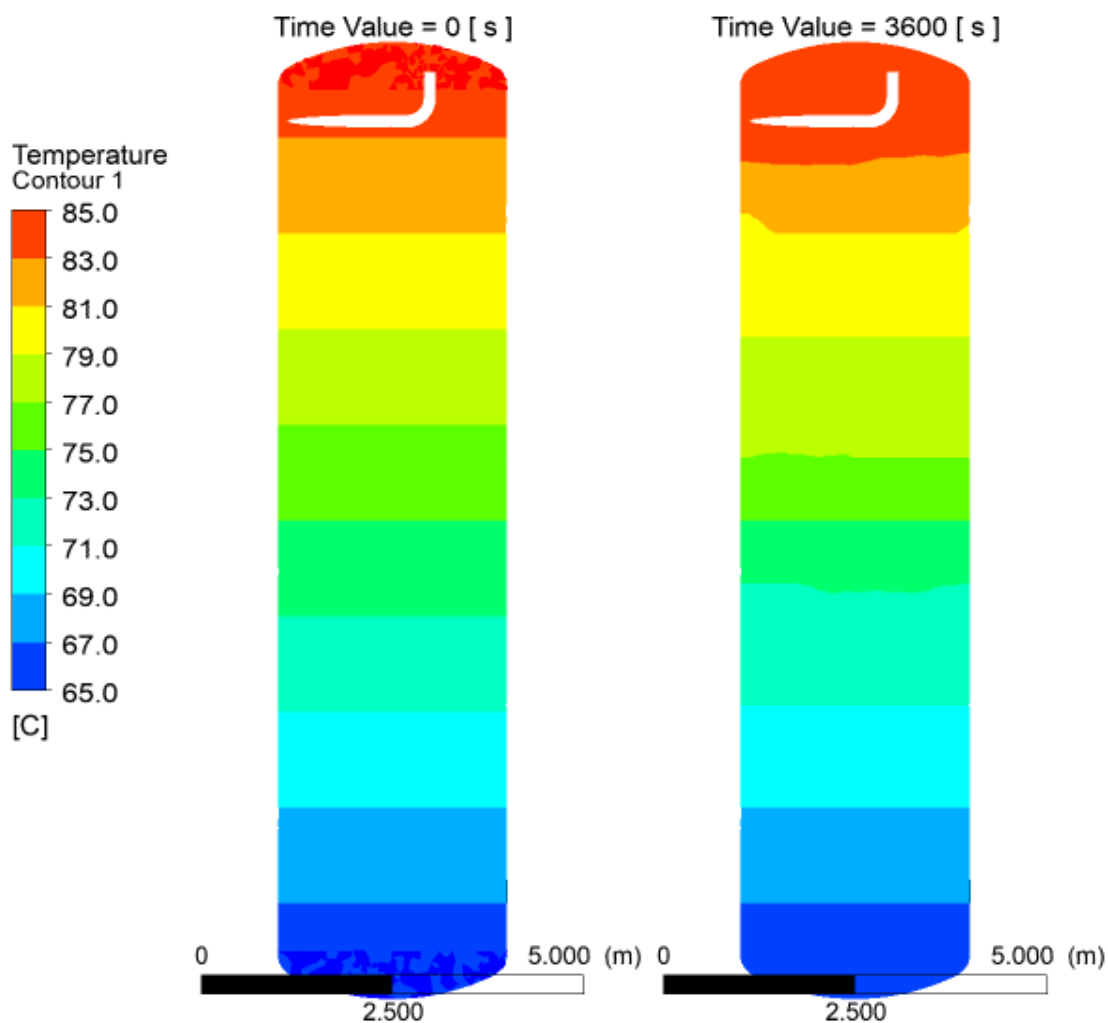


Figura 4.13: Confronto delle stratificazioni con piatti

Le immagini offrono i risultati ottenuti, come si può notare entrambe le simulazioni si arrestano a 3600 secondi, ossia semplicemente dopo un'ora e non dopo 12. Questo è dovuto al fatto della complessità del calcolo che presenta molti input iniziali, ovvero i venti punti di temperatura e nel secondo caso anche i piatti, ciò comporta una tempistica molto maggiore per la risoluzione dei casi. Infatti, il software per far convergere e ottenere le soluzioni richiede intervalli tra uno step e l'altro molto ridotti, di conseguenza effettua molte più iterazioni. L'espedito a questi laboriosi calcoli è certamente utilizzare un computer più potente e/o semplificare il caso ma ottenendo risultati grossolani.

Tali simulazione, anche se brevi, danno un'idea di come evolve il fluido all'interno dello storage. La miscelazione è presente ed evidente, i colori affermano con forza che il liquido inizia pian piano a muoversi. La zona calda inizia ad essere contaminata da quella sottostante e quella bassa da quella soprastante. Questo procedimento porta a stabilizzare tutto il fluido, per un tempo ben più lungo delle dodici ore, alla temperatura media di 75°C caratterizzando

lo storage con una tonalità monocromatica. Nella prima simulazione si nota che il celeste scende verso il basso e che il giallo/arancione sale verso l'alto, indicando rispettivamente un riscaldamento e un raffreddamento delle due zone. Nella seconda avviene qualcosa di simile il miscelamento appare rallentato, sicuramente dovuto al fatto che vi sono i piatti alla stessa temperatura. Questi oggetti fungono da inerzia termica e ovviamente rallentano l'omogeneizzazione del fluido. Anche la conduzione gioca il suo ruolo condizionando sicuramente fenomeni di miscelazione. Per comprendere meglio i fenomeni e vedere l'andamento del flusso all'interno dello storage si osservi le immagini 4.14 e 4.15. Queste rappresentano le streamline, chiamate linee di flusso in italiano, che altro non sono che linee sempre tangenti al vettore gradiente di un campo vettoriale e può rappresentare, tra gli altri, il percorso di una particella elementare di fluido o del calore nel campo termico.

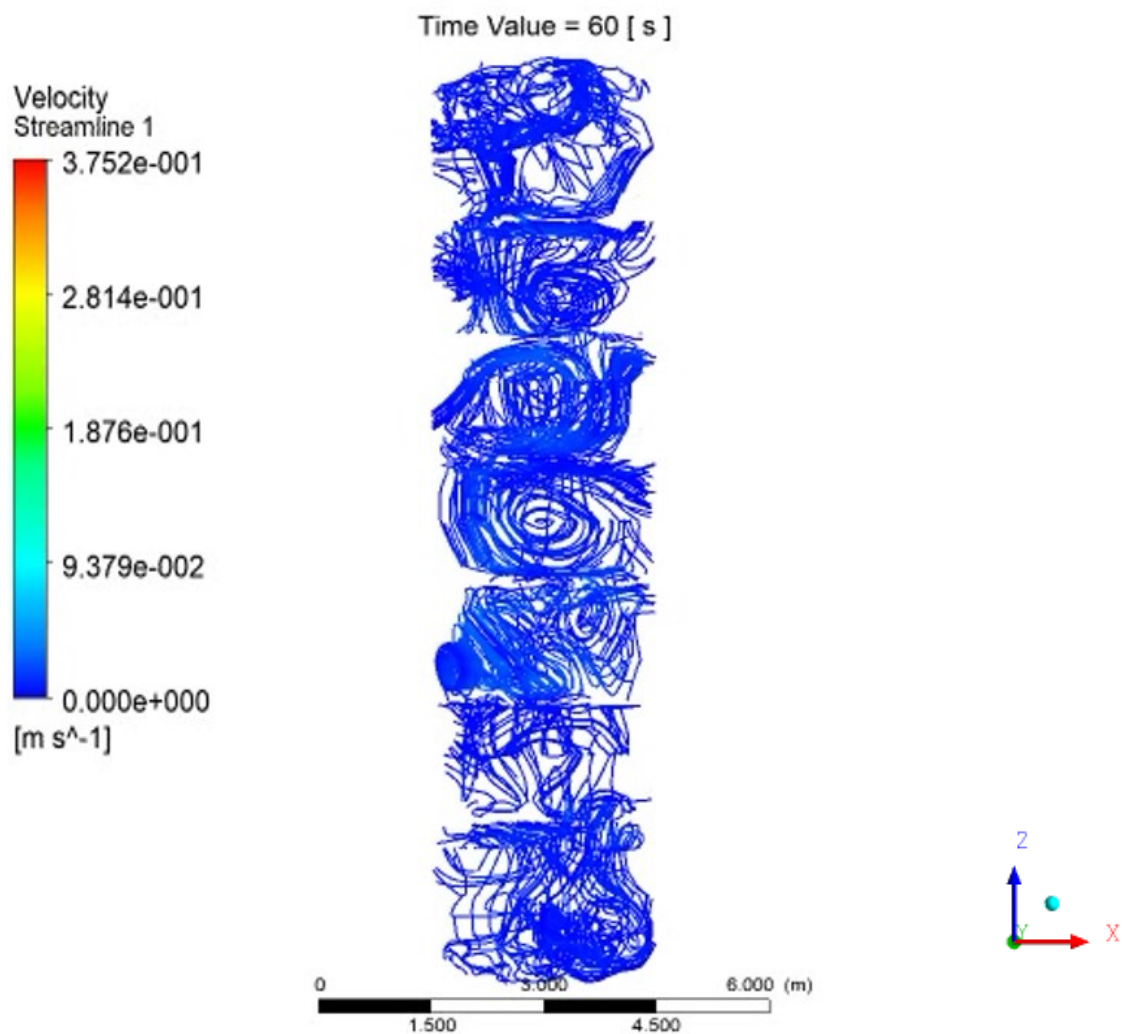


Figura 4.14: Streamline caso convettivo senza piatti

L'immagine 4.14 rappresenta come evolve il fluido all'interno dello storage negli attimi successivi alla fine della carica nel caso in cui il sistema è adiabatico e senza piatti. Si evince da questa che vi sono importanti moti convettivi confinati nei vari setti, in particolare per quelli intermedi. Tali fenomeni sono rallentati e suddivisi nelle varie zone rallentando quindi quanto più possibile la miscelazione del fluido a differenti temperature. Idealmente questo andamento è quello voluto e detta simulazione rispecchia a pieno quanto ideato. Suddetta analisi però è una semplificazione della realtà perché, come già esposto precedentemente, questa considera il caso adiabatico e l'assenza dei piatti. Mossi però dall'esigenza di avere risultati quanto più coerenti con la realtà si è analizzata anche la situazione coi piatti, che si nota nell'immagine 4.15.

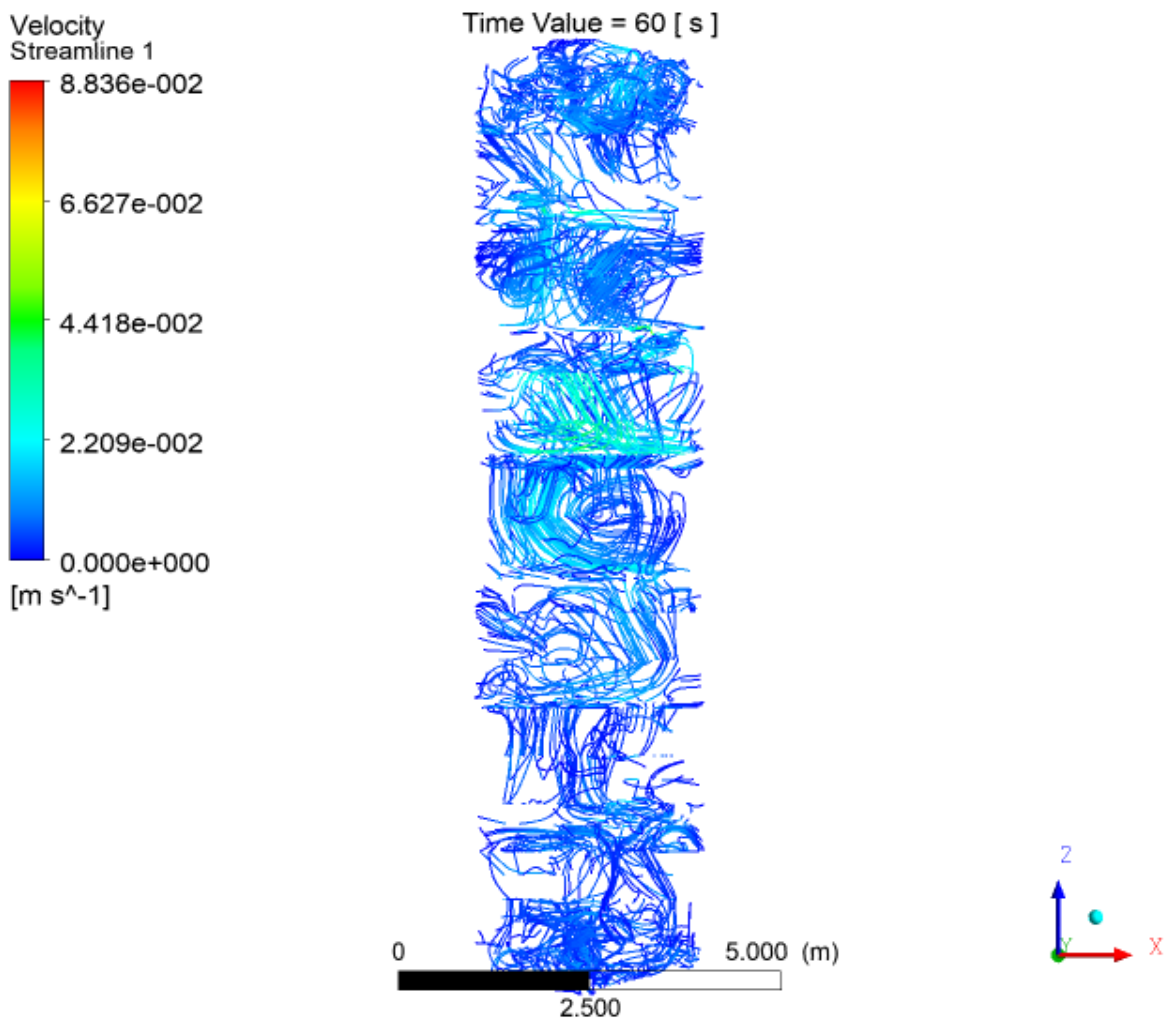


Figura 4.15: Streamline caso convettivo con piatti

La figura 4.15, fa immediatamente capire che la presenza dei piatti, alla stessa temperatura del fluido circostante, comporta una differenza sostanziale con il caso senza di essi. Facendo attenzione a non farsi ingannare dai differenti colori delle due immagini, dovuto alle difformi legende, si desume che le velocità che si instaurano anche in questo caso sono estremamente basse ma le linee di flusso non presentano le stesse traiettorie. I moti convettivi qui sono molto meno evidenti e le streamline presentano percorsi che influiscono particolarmente con le superfici dei piatti. Ciò è dovuto alla conducibilità dell'acciaio che è pari a:

$$\lambda = 20 \text{ W/mK}$$

Questa essendo molto più elevata di quella dell'acqua consente il passaggio di energia termica e influenzando il percorso del fluido.

Tale analisi, al di là delle traiettorie che il fluido intraprende, come la precedente ci fa capire che i miscelamenti sono abbastanza confinati e che i moti convettivi non hanno luogo in tutto lo storage ma solo in determinate zone.

In virtù di quanto detto e visto si ipotizza quale possa essere la situazione dopo le 12 ore. Dopo un'ora le simulazioni affermano che vi è un lieve abbassamento di temperatura nella parte alta dello storage e un medesimo alzamento nella parte bassa quantificato approssimativamente di 0,5°C. Nella parte centrale non si riscontra una variazione di temperatura, il quale è anche in linea con quanto ipotizzato precedentemente, ossia che tutto il fluido dello storage, a lungo termine, tende a stabilizzarsi a tale valore. Alla luce di ciò si suppone che dopo una dozzina di ore la zona alta si sia stabilizzata a 80°C, quella bassa a 70°C e nella zona intermedia vi sia il gradiente termico di dieci gradi.

4.2.4 Scarica

La scarica dello storage avviene dopo l'arco temporale appena studiato. Le simulazioni precedenti e le ipotesi appena effettuate sono il punto di partenza per tale analisi fluidodinamica. Quindi si hanno tre zone; una calda, una fredda ed una che collega le due appena citate la quale presenta un gradiente di temperatura costante. Dunque l'accumulatore viene svuotato immettendo acqua a 65°C nella parte bassa e aspirata poi quella calda nella parte alta. Così facendo la temperatura in mandata diminuisce non garantendo più l'opportuno salto termico necessario allo scambiatore per aumentare la temperatura del fluido lato telerscaldamento. Tale problema è stato risolto, come da figura 4.16, utilizzando

una pompa modulatrice la quale aumenta la velocità in base alla diminuzione di temperatura garantendo sempre la stessa potenza termica.

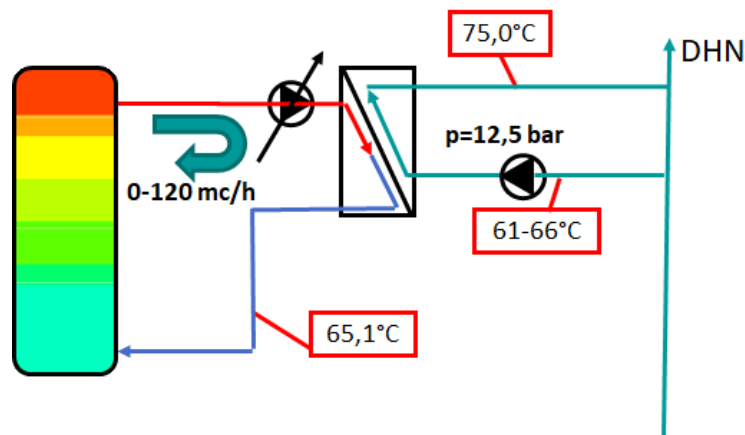


Figura 4.16: Configurazione scarica dello storage

Le simulazioni fluidodinamiche quindi svolte presentano tutte la stessa situazione iniziale ma la prima è stata effettuata con una portata di scarica pari a 60 metri cubi mentre le altre due con una portata di 100 metri cubi. Questa differenza è giustificata dal fatto che abbiamo una pompa modulatrice e quindi, non potendo effettuare una simulazione con portata variabile nel tempo, si è considerato una portata preliminare tale a quella della carica e poi la seconda considerando una media tra quella appena data e quella massima della pompa.

La seconda e la terza simulazione differiscono semplicemente dalla presenza dei piatti; infatti anche in questa sezione si è voluto analizzare la differenza che comporta la presenza di tali elementi. Questi sono stati settati ancora una volta dando loro la stessa temperatura del fluido circostante quindi assoggettandoli di palesare fenomeni di inerzia termica. Oltre a questi input è stato inserito il valore della pressione di tre bar e i risultati ottenuti sono ripostati dalle seguenti immagini.

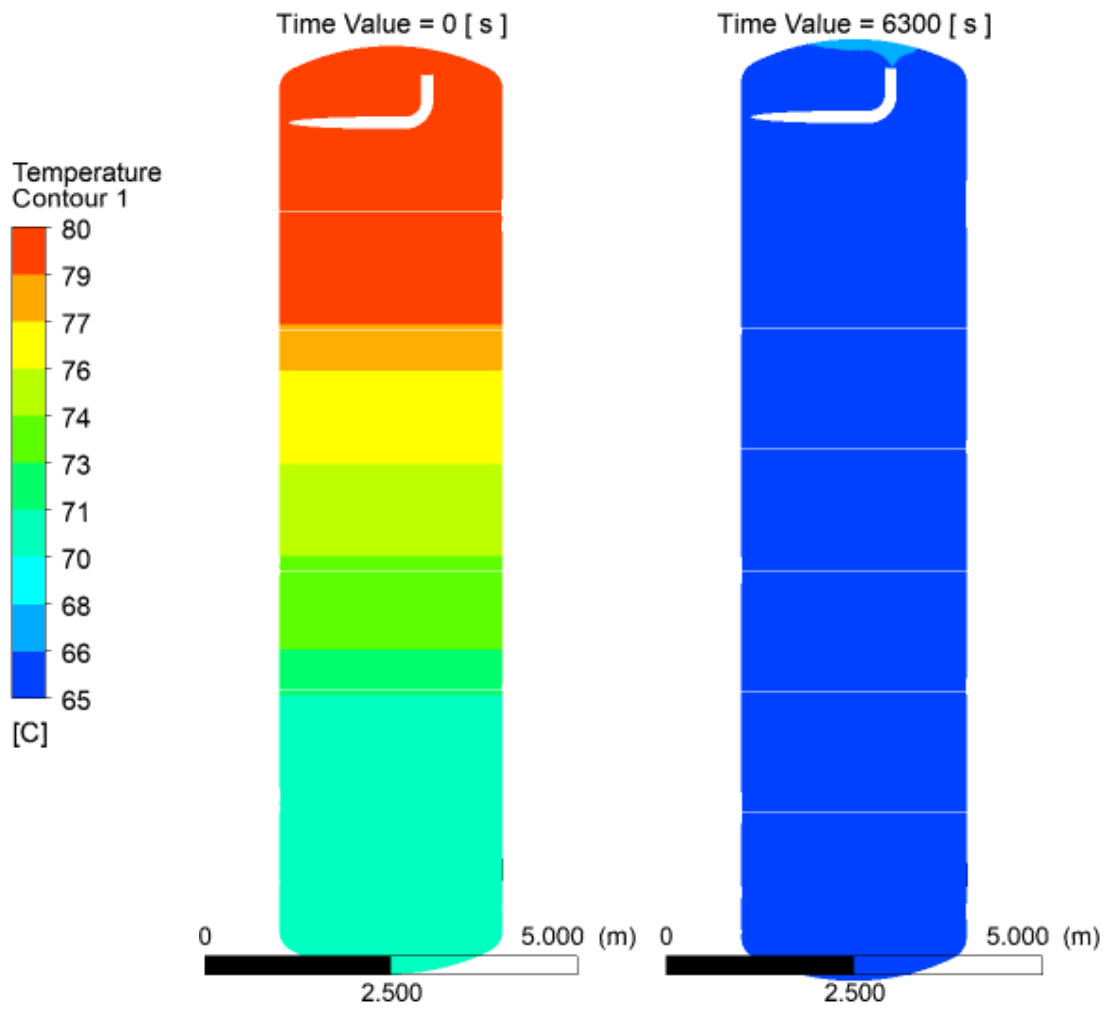


Figura 4.17: Confronto tra inizio e fine della scarica a $60 \text{ m}^3/\text{h}$

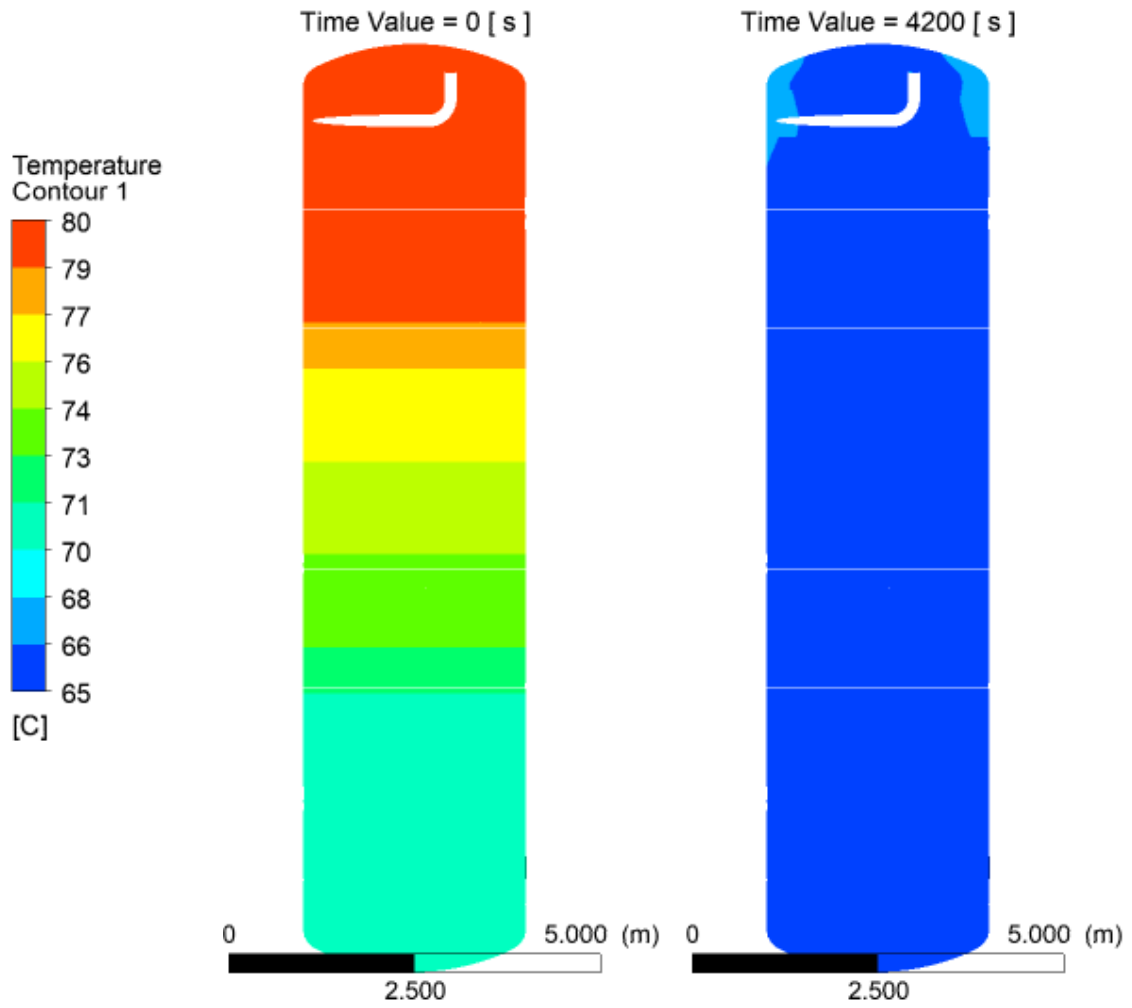


Figura 4.18: Confronto tra inizio e fine della scarica a $100 \text{ m}^3/\text{h}$ senza piatti

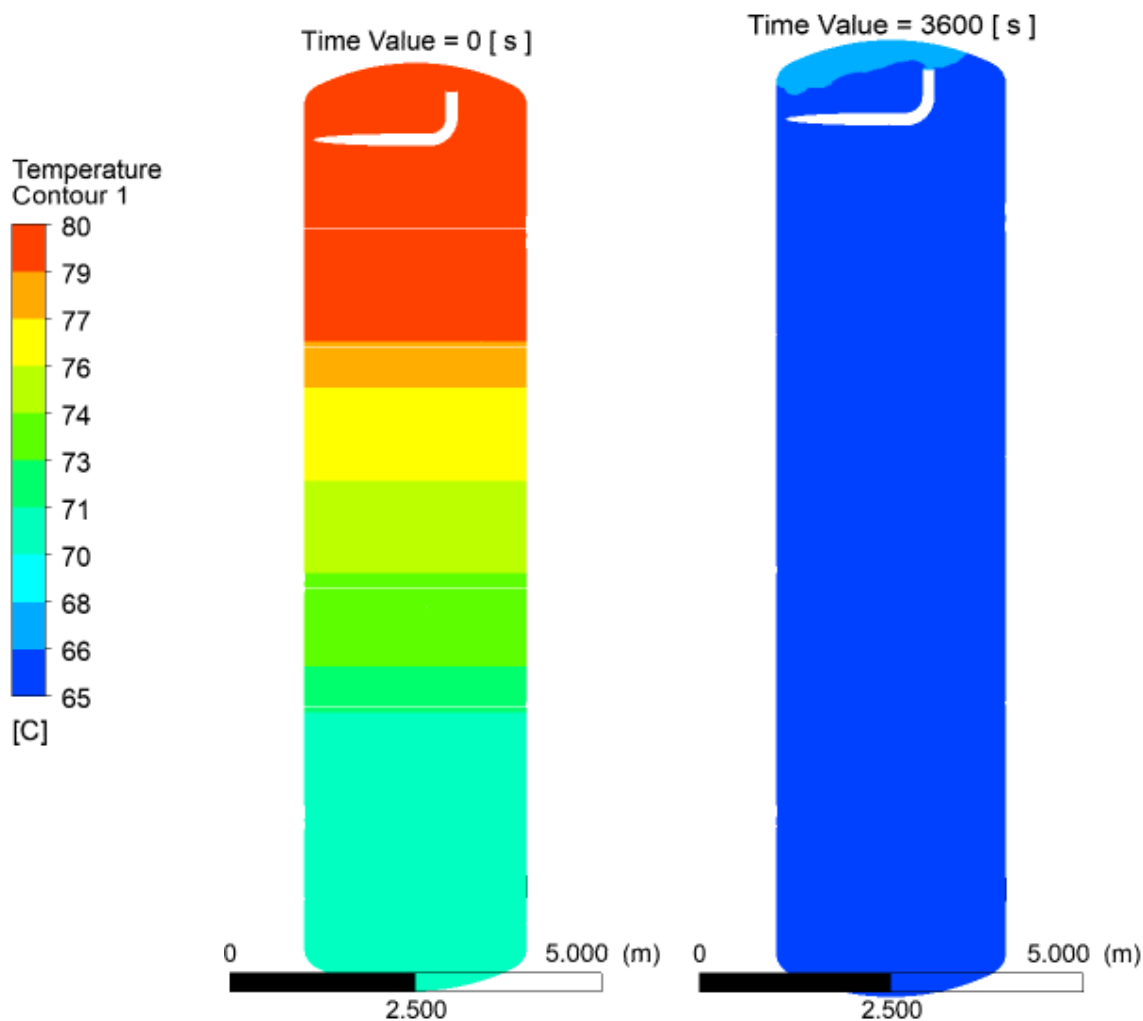


Figura 4.19: Confronto tra inizio e fine della scarica a 100 m³/h con piatti

I risultati che emergono da queste simulazioni riguardano sostanzialmete i tempi che occorre per scaricare termicamente l'accumulatore, i quali vengono riassunti nella seguente tabella.

Scarica		
Portata [m ³ /h]	Piatti d'acciaio	Tempo [s]
60	no	6300
100	no	4200
	si	3600

Tabella 4.2: Tempi delle simulazioni di scarica

Questi risultati sono importati per prevedere quanto tempo lo storage è in grado di garantire cessione di calore alla rete di teleriscaldamento. Inoltre, è anche importante non andare oltre tale limite di tempo, perché non si vuole abbassare la temperatura al disotto dei 65°C del

fluido, poiché comporterebbe problemi all'accensione successiva per il motivo dell'efficienza dello scambiatore (lato motore).

Il risultato più sorprendente è il primo, quello riguardante la portata di 60 metri cubi all'ora (invero una velocità pari a 1 metro al secondo), infatti risulta molto maggiore rispetto a quello della carica. Come si evince dalle due tabelle 4.1 e 4.2 si hanno rispettivamente, per la stessa portata, $t_c = 2400s$ e $t_s = 6300s$; nonostante le velocità siano le stesse e contrariamente a quanto si possa arguire, le tempistiche differiscono notevolmente. Questo è dovuto al fatto che nel caso della carica immettiamo acqua a $85^\circ C$ e la preleviamo a $65^\circ C$ tenendo questo delta costante, mentre nel caso della scarica immettiamo acqua a $65^\circ C$ e la preleviamo ad una temperatura che progressivamente si raffredda, diminuendo perciò il salto termico e comportando indubbiamente un tempo maggiore.

Per quanto già accennato, si utilizza una pompa modulatrice per aumentare la velocità della scarica e garantire quindi una potenza termica costante. In virtù di tale fatto sono state eseguite le due successive simulazioni a 100 metri cubi all'ora; tale valore è stato mediato tra quello minimo di partenza di 60, il quale permette di scambiare 1,3 MW, e il valore massimo della pompa modulatrice la quale è stata dimensionata di 120 metri cubi orari. Lo scambiatore lato teleriscaldamento è progettato per scambiare fino a 2,7 MW nella condizione iniziale di scarica dove si ha il salto di 20 gradi, quindi poi al diminuire della temperatura di dovrà lavorare molto ad alte velocità. Questo comporta una portata media elevata.

Le due simulazioni danno risultati differenti ma non meno interessanti del primo. Questi tempi sono ovviamente più bassi di quelli a portata inferiore, come ci si poteva immaginare. Tali valori però, tenendo in considerazione l'inerzia termica, esulano da quanto si potesse prevedere, infatti in tutti casi precedenti (casi di carica e casi di convezione) ha comportato una maggiorazione del tempo, in questa invece ha fatto sì che il tempo diminuisse. Analizzando poi le immagini e confrontando quattro stessi istanti delle due simulazioni, come si è fatto nelle figure 4.20 e 4.21, si evince che partendo dalla stessa situazione e scaricando con la stessa portata si ha che nel caso senza piatti le temperature si abbassano molto più velocemente rispetto all'altro. Infatti, in quest'ultimo si evidenziano tonalità molto più accese dovute al fatto che vi sono i piatti che manifestano la loro rilevanza termica, indicando di fatto la presenza di un gradiente termico tra sopra e sotto sempre maggiore. Quindi è evidente che la temperatura dei piatti rallenti la miscelazione del fluido in ingresso con quello all'interno a differenti temperature mantenendo una marginazione tra i due. Ciò

comporta, a parità di portata, una potenza termica di scarico molto più elevata e di conseguenza un tempo minore.

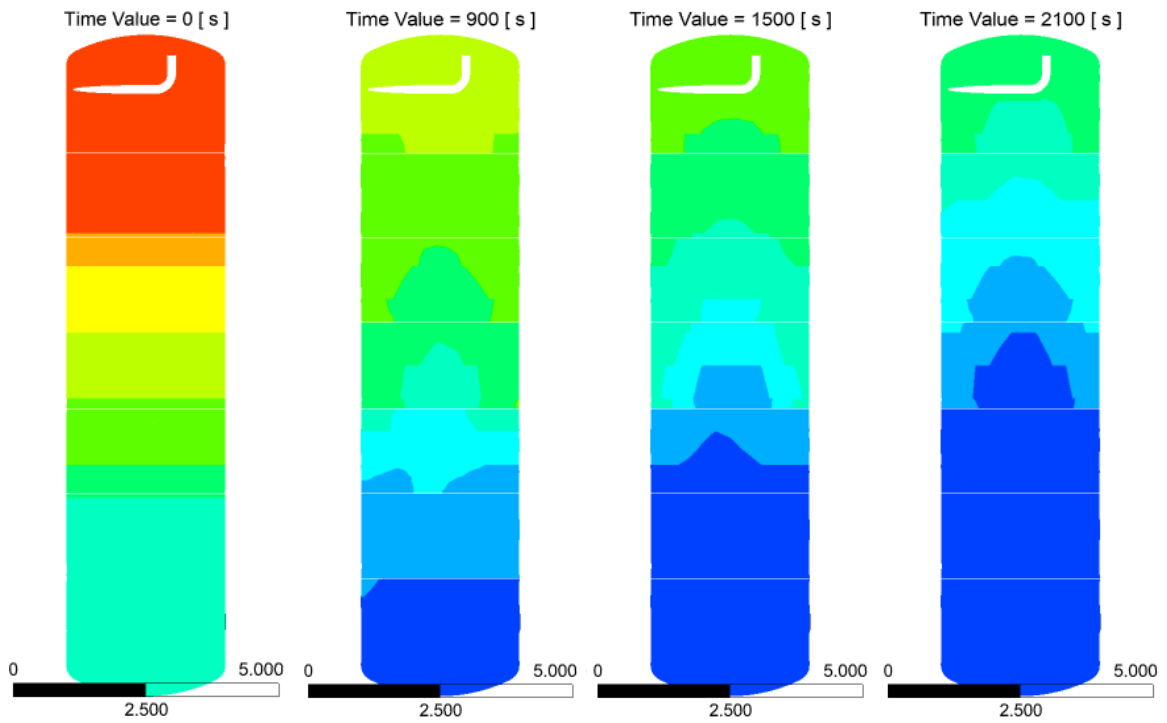


Figura 4.20: Quattro istanti della scarica a $100 \text{ m}^3/\text{h}$ senza piatti

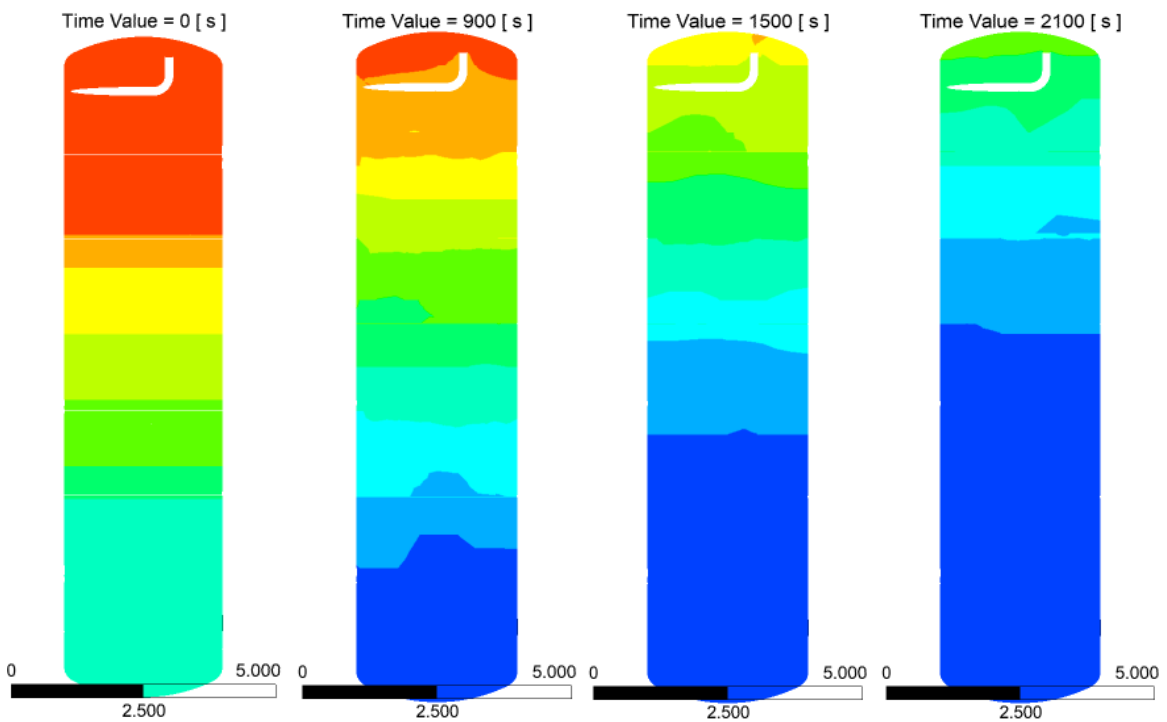


Figura 4.21: Quattro istanti della scarica a $100 \text{ m}^3/\text{h}$ con i piatti a temperatura

Nella realtà non si avrà portata costante ma varierà nel tempo, ciò sicuramente porterà a risultati diversi ma tali simulazioni ci danno un'idea di quanto tempo si impiega per lo scarico e quanto possa influire il contesto circostante.

CAPITOLO V

ANALISI ECONOMICA

In questo capitolo verranno approfonditi ed analizzati gli argomenti riguardanti la richiesta termica della rete, la gestione del cogeneratore attuale e quella futura, nella quale si prevede l'utilizzo dello storage. I dati ottenuti tramite le simulazioni fluidodinamiche saranno utilizzati per capire quante ore si potrà sfruttare il cogeneratore in più per ottenere ulteriori certificati bianchi, quindi in termini monetari quant'è il vantaggio di tale ausiliario.

5.1 Analisi della richiesta termica e della gestione del cogeneratore

La richiesta termica della rete varia nel corso della giornata e nel corso dei mesi. Questa non si può prevedere e quindi non si può pianificare a priori però basandosi sui parametri registrati nel passato è possibile stimare l'andamento. Analizzando i valori delle richieste relative all'anno 2017, oppure osservando il grafico di figura 1.8, si evince che nell'arco di ogni giornata la curva di carico assume la forma a “gobba di cammello”. Questa varia per entità di mese in mese, infatti nel periodo invernale essa è molto più accentuata rispetto al periodo estivo. Da tali previsioni si può programmare l'accensione del cogeneratore, la quale attualmente segue la pianificazione riportata nella tabella 1.1. Tale programma è illustrato nei seguenti grafici.

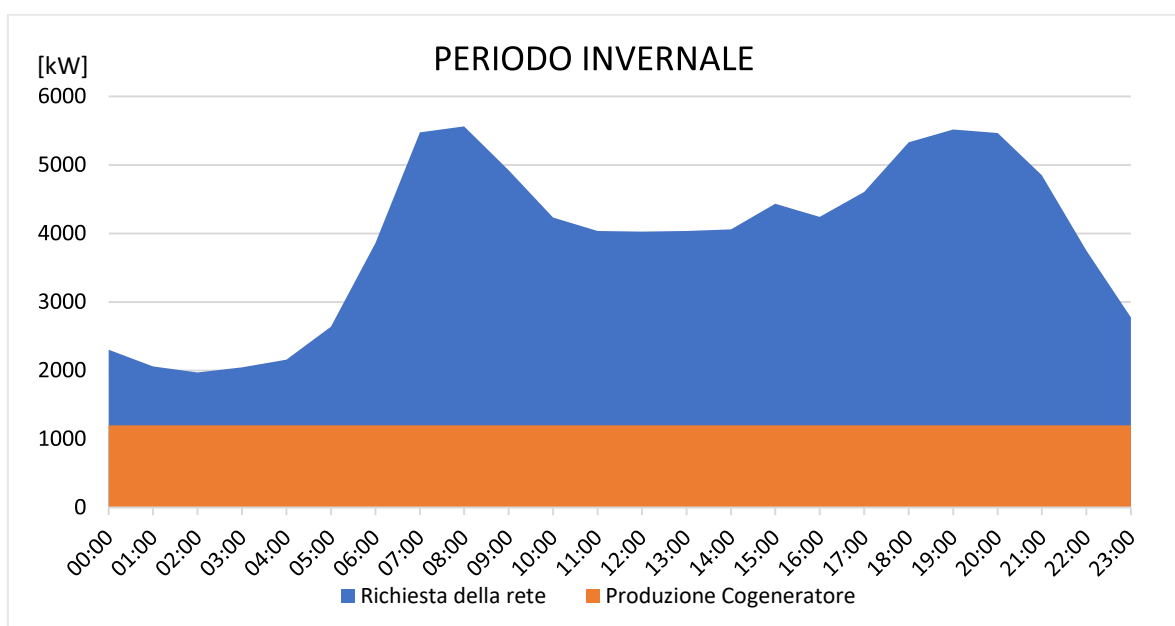


Figura 5.1: Richiesta e produzione dell'energia relativa al periodo invernale

Il grafico indica in blu la richiesta termica della rete nel periodo invernale, nel quale sono considerati i mesi di gennaio, febbraio, marzo, novembre e dicembre. In arancione è rappresentata l'energia prodotta dal cogeneratore e in tali periodi la produzione risulta sempre inferiore a quella richiesta, quindi il cogeneratore non viene mai spento.

Nel grafico successivo è riportato, con lo stesso colore, la produzione di energia del cogeneratore. La forma differisce dalla precedente perché il grafico presenta una scala diversa e perché esso non lavora 24 ore al giorno. Inoltre, la forma di tipo trapezoidale sta ad indicare il transitorio iniziale e finale. Il motore necessita di una mezzora per entrare a regime ed altrettanto tempo per arrestarsi, quindi queste due fasi sono rappresentate da due rampe, una di salita e una di discesa.

L'abbassarsi del carico al di sotto dei 780 kW fa sì che il motore si spegne e tutta la potenza necessaria viene erogata dalle caldaie. L'utilizzo parzializzato del cogeneratore comporta una diminuzione di produzione e di vendita di energia elettrica e termica.

La richiesta termica della figura 5.2 invece è la media dei mesi di aprile, maggio, giugno, settembre e ottobre.

In questo e nel precedente non sono stati citati i mesi di luglio e agosto, tali perché non presentano portate consone per l'utilizzo del cogeneratore. In seguito, si parlerà se con l'utilizzo dello storage lo si potrà far funzionare anche in tali mesi.

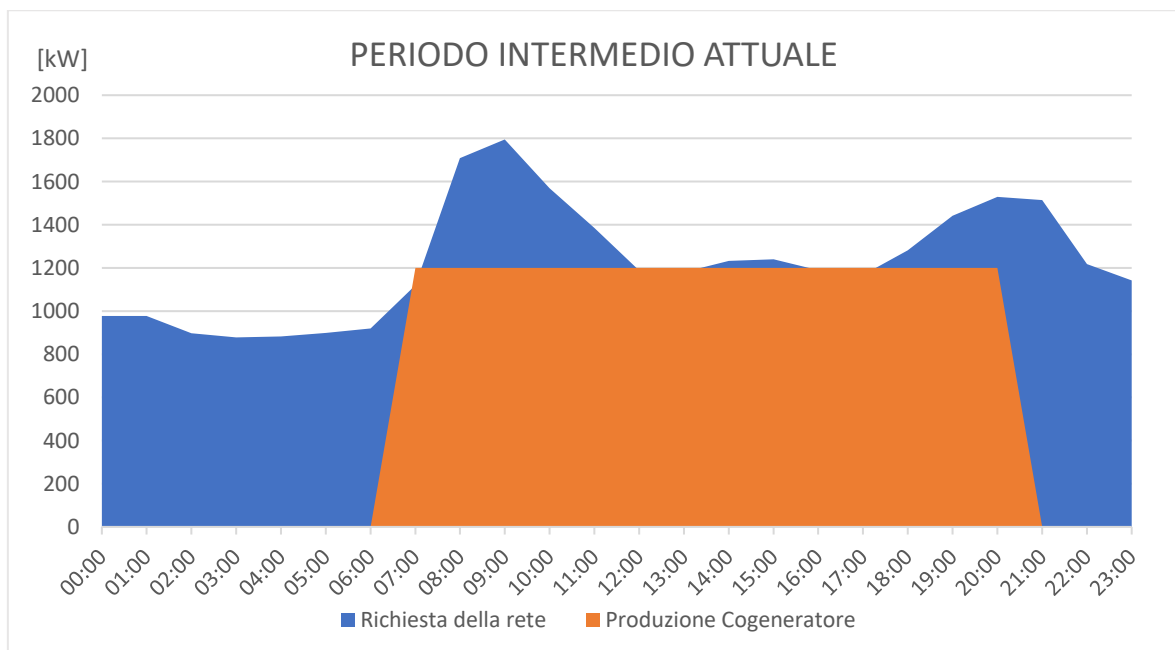


Figura 5.2: Richiesta e produzione dell'energia, relativa al periodo intermedio

Tale grafico esprime chiaramente come la produzione soddisfi bene la richiesta nelle ore programmate. Nel caso in cui si accendesse anticipatamente il cogeneratore, esso non potrebbe lavorare al 100% ma dovrebbe modulare inseguendo la curva di carico rischiando di andare in derating. Il tes risolve tale problema facendo lavorare il cogeneratore sempre al massimo della potenza e assorbendo l'energia in esubero. Sotto tale ragionamento (e possibile utilizzo), si è fatta la simulazione di carica nella quale il 50% della portata è stata stoccata dando un tempo di carica di circa un'ora e mezza. Alla luce di tali risultati si può anticipare l'accensione. Di conseguenza la programmazione della tabella 1.1 viene modificata nella seguente tabella.

Programma CHP con storage		
Mese	Ore al giorno	Orario di funzionamento
Gennaio	24	00:00-24:00
Febbraio	24	00:00-24:00
Marzo	24	00:00-24:00
Aprile	14.5	05.30:00-20:00
Maggio	14.5	05.30:00-20:00
Giugno	14.5	05.30:00-20:00
Luglio	0	Spento
Agosto	0	Spento
Settembre	14.5	05.30:00-20:00
Ottobre	14.5	05.30:00-20:00
Novembre	24	00:00-24:00
Dicembre	24	00:00-24:00

Tabella 5.1: Programma di funzionamento del cogeneratore con lo storage

Di conseguenza anche il grafico di figura 5.2 viene a modificarsi nel successivo (figura 5.3). L'immagine dimostra la fetta di energia termica prodotta in più dal cogeneratore grazie l'ausilio dello storage. Inoltre, vi è anche la produzione di elettricità, non rappresentata nel grafico, che comporta indubbiamente un altro vantaggio.

Tale porzione di energia in più comporta una maggiorazione di certificati bianchi ottenibili ed insieme alla vendita dell'energia comporta un vantaggio economico non indifferente. Questo aspetto sarà poi affrontato nel paragrafo successivo.

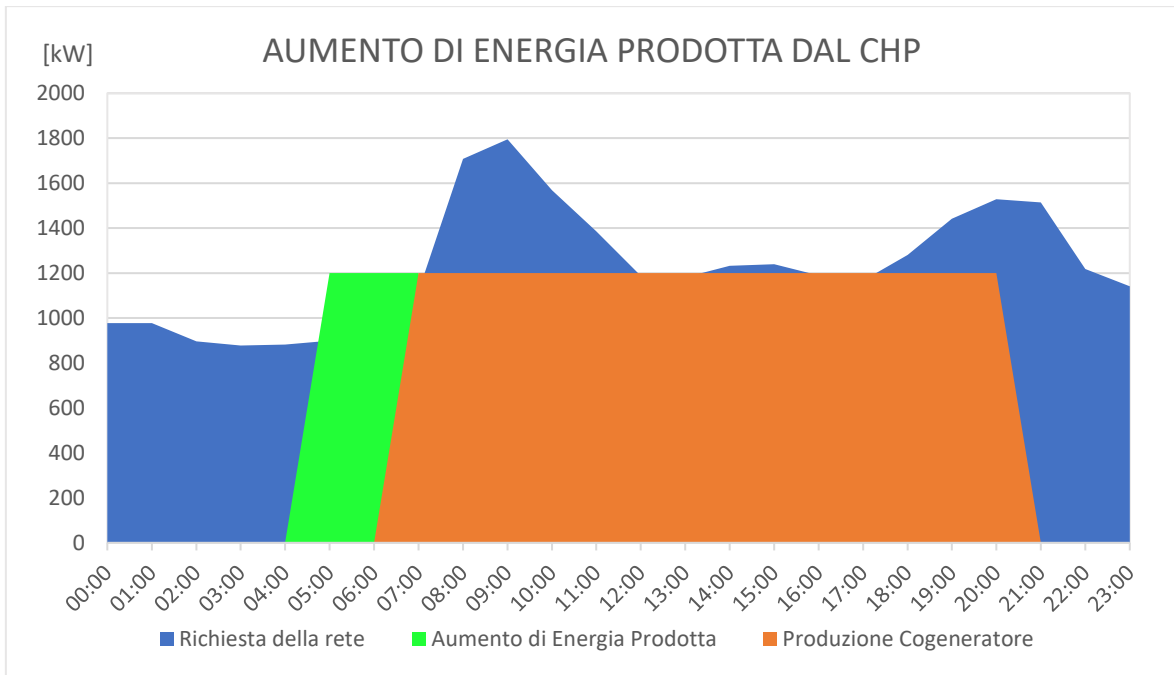


Figura 5.3: Aumento dell'energia prodotta dal cogeneratore

L'energia in surplus, accumulata durante la fase di carica, è rappresentata nel grafico successivo in rosso.

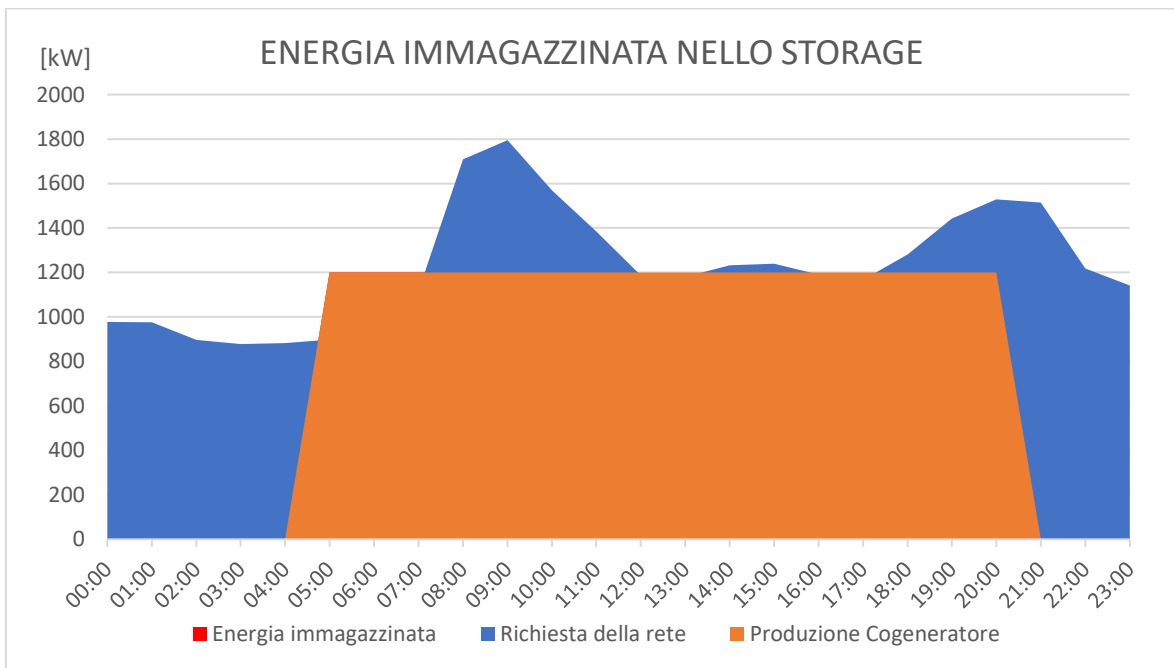


Figura 5.4: Energia immagazzinata nello storage

La porzione in rosso del grafico, oltre a rappresentare l'energia in surplus, rappresenta tutta l'energia che lo storage può immagazzinare, rispettando ovviamente il vincolo dei 65°C dello scambiatore. Tale vincolo comporta ad un parziale utilizzo dello stesso, infatti se lo si potesse riempire completamente, di certo si potrebbe immagazzinare più energia. Di fatto, accendere ancor prima il cogeneratore. Quindi per far lavorare di più quest' ultimo si necessita di un volume maggiore di fluido e lo si potrebbe ottenere migliorando lo storage o introducendone uno secondario.

Un'altra soluzione per ottenere più certificati bianchi è quella di posticipare lo spegnimento. Come si arguisce dai grafici sopra, vi è richiesta termica maggiore di quella offerta fino alle 22:00, invero due ore di funzionamento aggiuntivo. In ragione di ciò ci si espone le motivazioni per il quale la programmazione non tenga conto di tale possibilità. La pianificazione teneva conto che nei periodi antecedenti al 2017 il valore dei certificati bianchi era intorno ai 100€ e che la vendita dell'energia elettrica in queste ore aggiuntive ricadeva (e ricade tuttora) nella fascia a basso costo e quindi poco redditizia. Quindi non conveniva, anche se vi era la possibilità, far funzionare il cogeneratore. Attualmente però il valore di un certificato è molto più elevato, pari a 250€, implicando una notevole convenienza e la giustificazione di tale discussione.

L'altro aspetto che frena la posticipazione è la non veridicità della curva di carico. Il grafico può essere fuorviante dovuto proprio al fatto che è la media di cinque mesi. Infatti, ci saranno sicuramente periodi in cui la richiesta è superiore ed altri in cui è inferiore della produzione del CHP. Mossi quindi ancora una volta dall'efficientamento energetico si vanno ad osservare mese per mese quando vi è la possibilità di posticipare l'arresto nei grafici di figura 5.5.

Tali grafici indicano la richiesta e la produzione termica, anch'essa mediata su trenta giorni quindi potrebbe non esser completamente veritiero per tutto il mese ma indicativamente, e in modo meno grossolano rispetto al caso precedente, possiamo dare un'indicazione su quali mesi si può posticipare.

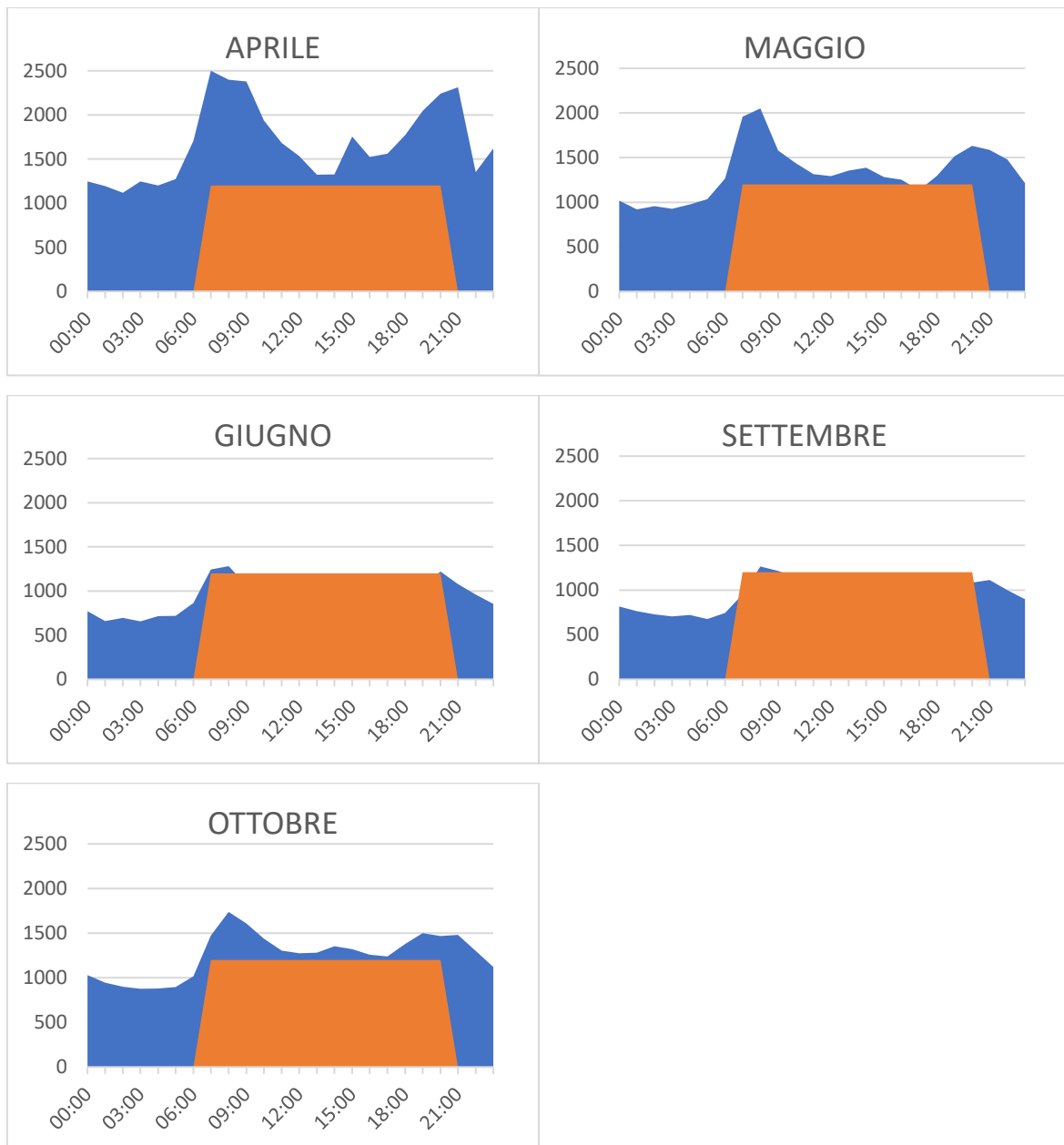


Figura 5.5: Carichi mesi del periodo intermedio

Ciò che emerge dai grafici è che si può allungare il funzionamento per i mesi di aprile, maggio e ottobre. Ovviamente quando le temperature atmosferiche sono più basse. Come ci si può immaginare l'andamento in un mese non è costante ed è lecito pensare che l'andamento sia abbastanza lineare tra un mese e l'altro. Infatti, se si prende la fine di luglio sarà presso che identica a all'inizio d'agosto e non un salto drastico come rappresentato crudelmente da due valori differenti. Questo per dire che il mese di maggio risulta consono per la posticipazione quando in realtà solo per la prima metà del mese. Lo stesso discorso è valevole per settembre, infatti nella seconda metà di questo è possibile aumentare le ore di funzionamento. Quanto detto è giustificato dal grafico seguente (figura 5.6).

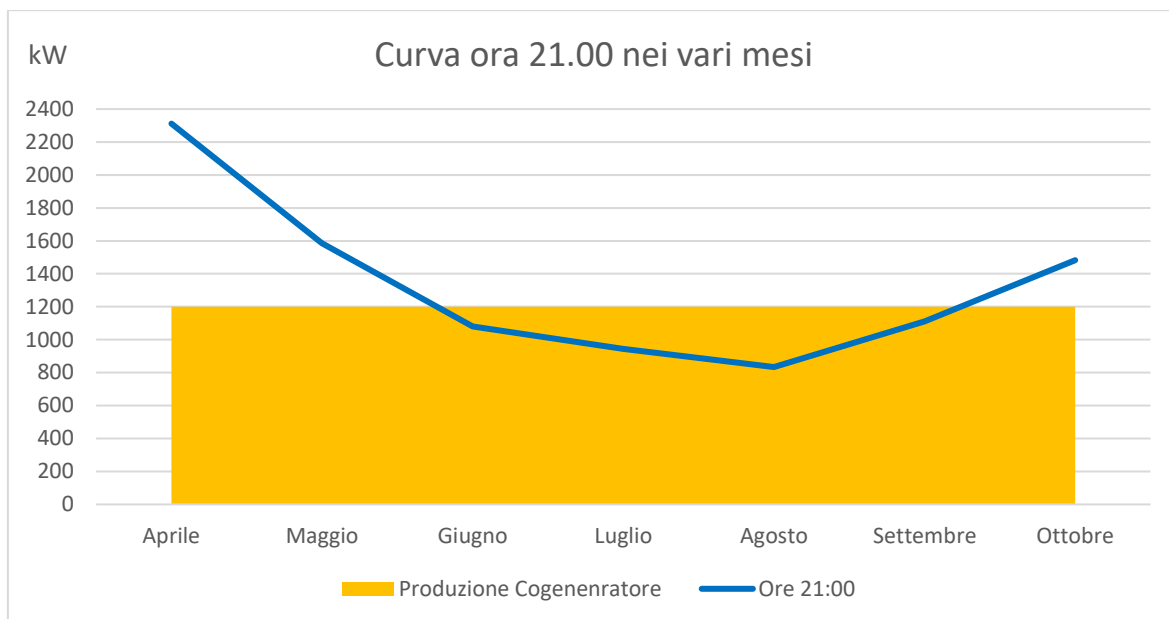


Figura 5.6: Carico richiesto per l'ora 21:00 al variare dei mesi

Il grafico rappresenta quant'è il carico alle 21:00 per ogni mese del periodo intermedio ed estivo. Questo è confrontato con l'energia prodotta dal cogeneratore e ci dimostra che alcuni mesi non sono soddisfano interamente la richiesta del cogeneratore per lavorare al massimo della sua potenza e di fatto al massimo dell'efficienza.

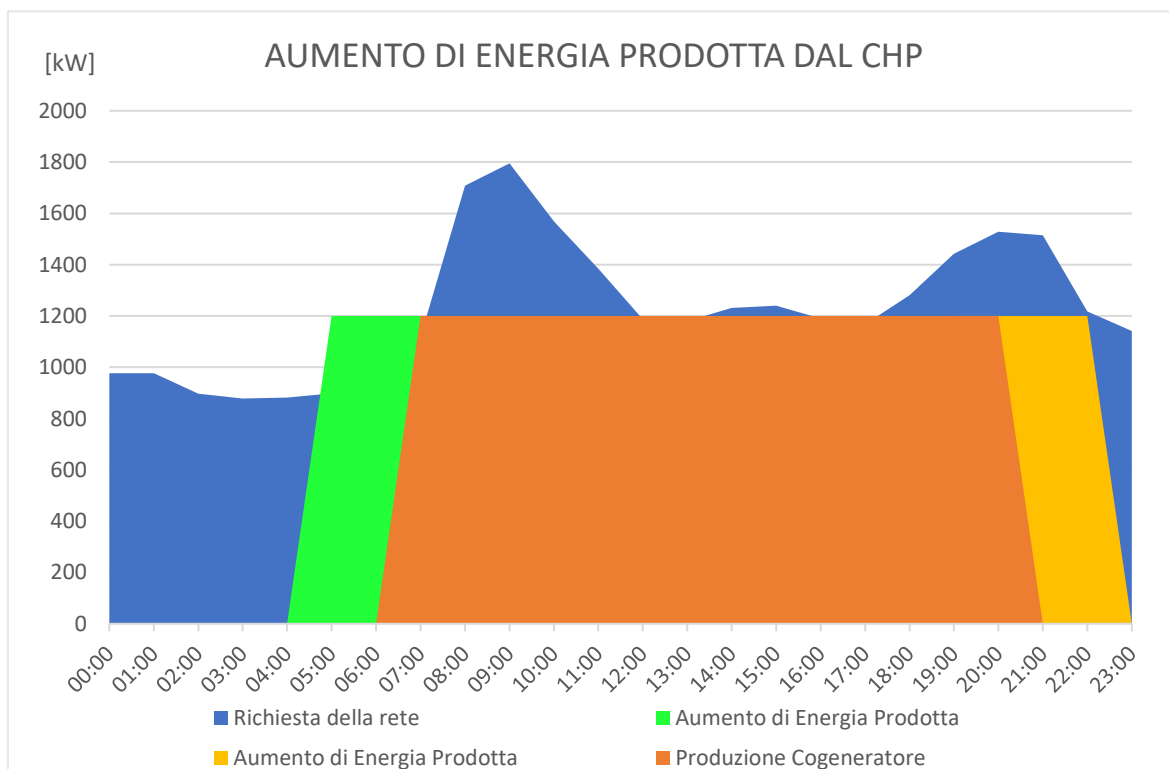


Figura 5.7: Aumento di energia prodotta dal CHP per i periodi di aprile, maggio, settembre e ottobre grazie al tes ed ai periodi consoni

Alla luce di tali analisi e considerazioni si può posticipare l'arresto del motore per i mesi di aprile, ottobre e parzialmente per quelli di maggio e settembre. In tali periodo la programmazione del cogeneratore varia ulteriormente rispetto all'attuale, indicata dal grafico seguente (figura 5.7).

Questa figura dimostra con fermezza quant'è maggiorata la superficie dell'energia prodotta con il cogeneratore. Essa rappresenta un aumento del 25% della produzione. Questo indubbiamente comporta un vantaggio strepitoso sia per quanto riguarda l'aspetto economico ma anche per quanto riguarda l'aspetto ambientale.

5.2 Analisi Economica

In linea con quanto detto nel precedente paragrafo in merito alla richiesta termica della rete, si possono fare delle stime di guadagno in termini di certificati bianchi. Inoltre, si può stimare il vantaggio economico che si ha posticipando lo spegnimento del cogeneratore e quantificare il payback period nel quale si ammortizza il costo dello storage.

5.2.1 Stima del ritorno economico dai certificati bianchi

La tabella 5.1 indica chiaramente la pianificazione e le ore maggiorate rispetto alla prima (tabella 1.1), che sarebbe semplicemente un'ora e mezza in più al giorno nei periodi intermedi.

Nella tabella 5.2 però, sono però riportati certificati bianchi ottenuti anche dal periodo invernale e questo è dovuto al fatto che vengono presi in considerazioni in modo più dettagliato tali mesi, analizzando tutti i carichi giornalmente e non mensilmente come finora si è fatto.

Nel caso si considerasse l'effettiva percentuale della portata di energia stoccata nello storage in base alla richiesta della rete per ogni mese, a differenza delle simulazioni nelle quali si è impostato una portata costante, si otterrebbero valori disomogenei. Quindi, ad esempio, se nelle mattine di aprile il carico è prossimo al massimo della produzione del motore, necessiterà più tempo per riempire lo storage ed esso lavorerà di più a differenza di quando si avrà una richiesta più bassa e si stoccherà con maggiore rapidità.

Alla luce di questo si possono vedere i valori nella tabella 5.2.

Periodo		Ore di funzionamento CHP				
Intermedio	Mese	2017	Con storage	Aumento	Certificati Bianchi	Guadagno [€]
	Aprile	402	462	60	8,3	2077
	Maggio	408	468	60	8,3	2077
	Giugno	206	266	60	8,3	2077
	Settembre	251	311	60	8,3	2077
	Ottobre	486	546	60	8,3	2077
	Totale	1753	2053	300	42	10385
Invernale	Mese	2017	Con storage	Aumento	Certificati Bianchi	Guadagno [€]
	Febbraio	659	675	16	2	554
	Marzo	654	676	22	3	762
	Novembre	619	632	13	2	450
	Totale	1932	1983	189	7	1765
		Ore di funzionamento CHP				Guadagno
		2017	Con storage	Aumento	Certificati Bianchi	annuo [€]
	Complessivo	3685	4036	489	49	12150

Tabella 5.2: Guadagno annuo con l'ausilio dello storage

Dalla tabella si deduce che non solo nel periodo intermedio si utilizza lo storage e si aumenta le ore di produzione ma anche in quello invernale. Nel mese di gennaio e di dicembre non vi sono mai richieste al di sotto del massimo del cogeneratore quindi non si può agire su di essi.

Contrariamente per i mesi di febbraio, marzo e novembre, vi sono le condizioni per l'utilizzo dello storage, aumentando quindi le ore che valgono ulteriori certificati bianchi.

Alla luce dei risultati della tabella si comprende come lo storage dia il suo contributo sostanzialmente nel periodo intermedio, questo è ovvio perché in inverno tutta la produzione del motore è richiesta, mentre negli altri periodi l'energia essendo in surplus la si può immagazzinare.

Si può anche tenere in considerazione l'accensione del motore nei mesi di luglio ed agosto in quanto vi è la richiesta della rete sufficiente.

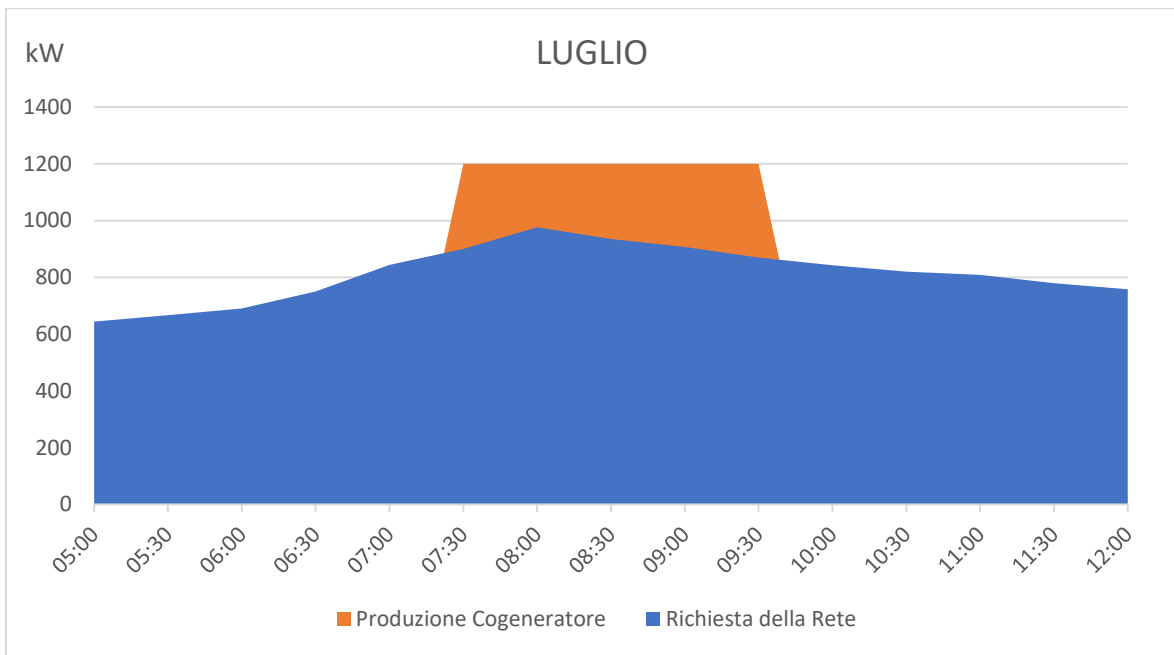


Figura 5.8: Possibile produzione e richiesta dell'energia termica relativa al mese di luglio

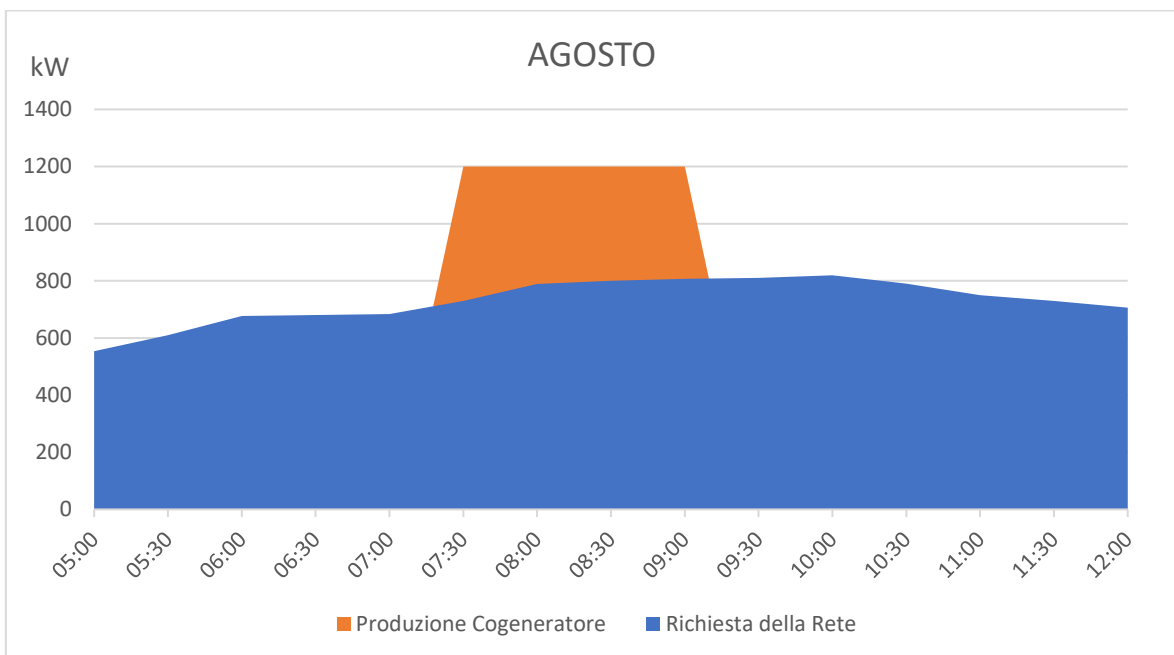


Figura 5.9: Possibile produzione e richiesta dell'energia termica relativa al mese di agosto

Infatti, analizzando i valori delle richieste termiche e scrutando i grafici di figura 5.8 e 5.9 si evince che vi è sempre la condizione per effettuare anche una sola carica dello storage al giorno. Quest'accensione, seppur breve, comporterebbe un aumento di certificati bianchi e vi è anche da dire che nelle ore dove la richiesta è maggiore il tes accumulerà lentamente

facendo sì che si potrà mantenere il cogeneratore acceso per più tempo. Questa è la ragione per cui si è rappresentato nel mese di luglio la produzione dello stesso maggiorata rispetto a quello di agosto ma di fatto l'area arancione, di entrambi i grafici, che eccede quella blu è la medesima (energia che è in grado di contenere lo storage).

Per questo motivo si ipotizza di accendere il motore in questi periodi nelle ore dove la richiesta è massima a tal fine di farlo lavorare il più possibile e ottenere ulteriori certificati bianchi.

Detto questo, la tabella 5.2 si trasforma nella 5.3 che presenta in più solo il periodo estivo.

Periodo		Ore di funzionamento CHP				
Intermedio	Mese	2017	Con storage	Aumento	Certificati Bianchi	Guadagno [€]
	Aprile	402	462	60	8,3	2077
	Maggio	408	468	60	8,3	2077
	Giugno	206	266	60	8,3	2077
	Settembre	251	311	60	8,3	2077
	Ottobre	486	546	60	8,3	2077
	Totale	1753	2053	300	42	10385
Invernale	Mese	2017	Con storage	Aumento	Certificati Bianchi	Guadagno [€]
	Febbraio	659	675	16	2	554
	Marzo	654	676	22	3	762
	Novembre	619	632	13	2	450
	Totale	1932	1983	189	7	1765
	Estivo	Mese	2017	Con storage	Aumento	Certificati Bianchi
Luglio		0	75	75	10	2596
Agosto		0	60	60	8	2077
Totale		0	135	135	19	4673
Complessivo	Ore di funzionamento CHP				Certificati Bianchi	Guadagno annuo [€]
	2017	Con storage	Aumento			
	3685	4171	624	67	16823	

Tabella 5.3: Guadagno annuo con l'ausilio dello storage, considerando anche il periodo estivo

Questa potenziale strategia per i suddetti mesi comporta un entrata economica stimata di circa cinquemila euro annui facendo lavorare il cogeneratore rispettivamente per due ore e mezza per il primo mese e due ore il secondo. Suddetto valore è maggiore del periodo

invernale, nonostante siano anche meno mesi, implica che questa soluzione è una plausibile gestione migliorativa.

Tale ritorno monetario, seppur non così elevato, è ad ogni modo vantaggioso perché non presenta nessuna modifica né variazione dell'impianto ma solo per quanto riguarda la gestione e la programmazione. Sostanzialmente si lavora sull'efficientamento energetico, il quale è lo scopo principe dei certificati bianchi.

Aldilà di tale considerazioni è necessario valutare se è convenevole accendere solo per poche ore al giorno. Meccanismi come questi presentano delle inerzie iniziali e transitori di avviamento e di arresto importanti. Inoltre, si hanno dei costi di gestione e di manutenzione non indifferenti, quindi alla luce dei valori riportati in tabelle e in particolare modo ai ritorni economici è bene riflettere se è il caso di sostenere tali oneri.

5.2.2 Stima del guadagno con l'arresto posticipato del cogeneratore

Per quanto detto sulla posticipazione dell'arresto dello storage anch'esso comporta un aumento di certificati ottenibili che sono simili ai vantaggi economici che si hanno con l'introduzione dello storage. Infatti, dal grafico di figura 5.7 si evince che la porzione di energia prodotta dalla posticipazione è verosimilmente la stessa di quella prodotta dovuto all'utilizzo dello storage.

Nei mesi in cui si può effettuare tale posticipazione, precedentemente descritti, si ottengono ulteriori certificati e quindi vantaggi economici. Questi però non sono stati presi in considerazione nelle precedenti tabelle in quanto non sono dovuti all'utilizzo dello storage ma semplicemente ad uno studio approfondito dei carichi.

Periodo	Mese	Posticipazione spegnimento CHP				Certificati Bianchi	Guadagno [€]
		Ore giornaliere	Giorni mensili	Giorni	Ore mensili		
Intermedio	Aprile	2	30	01/04 - 30/04	60	8	2077
	Maggio	2	15	01/05 - 15/05	30	4	1038
	Giugno	0	0	0	0	0	0
	Settembre	2	15	16/09 - 30/09	30	4	1038
	Ottobre	2	30	01/10 - 31/10	60	8	2077
	Totale					180	25

Tabella 5.4: Guadagno ottenibile dallo spegnimento posticipato del cogeneratore

5.2.3 Payback dello Storage

Lo storage che verrà installato nella centrale di Osimo ha un costo apprezzato di circa 200.000€. Con il payback si vuole calcolare il numero di anni necessari per compensare tale investimento attraverso i flussi positivi che esso comporta. In altre parole, si vuol conoscere quando si verifica un'inversione di segno nei saldi di cassa. Per fare ciò si deve tenere in considerazione tutto quello che influisce economicamente la produzione del cogeneratore, grazie l'utilizzo dello storage. Questo sostanzialmente comporta:

- Un aumento dei certificati bianchi
- Una produzione maggiorata di energia elettrica
- Un aumento di consumo di gas naturale

L'aspetto economico dell'aumento dei certificati bianchi è stato trattato nel paragrafo 5.2.1 e il valore monetario che esso ne comporta.

La vendita dell'energia elettrica, prodotta dalle ore di lavoro in più del cogeneratore grazie allo storage, si traduce in un'entrata economica sostanziosa. Questa viene calcolata moltiplicando le ore di lavoro dello storage, la produzione elettrica oraria del motore e il costo di vendita di un kWh.

L'aumento di consumo di gas naturale, seppur paradossale in quanto si sta trattando di efficientamento energetico, comporta un esborso maggiore di gestione dell'impianto. Questo però è una caratteristica intrinseca del cogeneratore, infatti, esso necessita di un maggior combustibile per la medesima produzione di energia termica ma allo stesso tempo produce anche energia elettrica, facendo sì che il rendimento congiunto sia molto elevato. In virtù del fatto si è calcolato la differenza economica che tale componente richiede nel seguente modo: sono stati presi i valori relativi ad ogni mese dei carichi termici richiesti dalla rete (espressi in kWh), poi si è esaminato quanto si è in grado di soddisfare tali con il cogeneratore e quanti con le caldaie, sia per il caso con lo storage che senza di esso e confrontati. Così moltiplicando per il valore del costo di un metro cubo di gas naturale si ottiene il costo maggiorato del combustibile bruciato.

Alla luce di quanto detto, i tre parametri sono sommati tra loro (il costo del combustibile in più in realtà viene sottratto) e si ottiene il vantaggio monetario annuo che si ha con l'impiego dello storage.

Nella figura 5.10 si evince che l'inversione dei flussi di cassa avviene nell'ottavo anno. Nei successivi anni, considerando che la vita dello storage è garantita per almeno un ventennio, gli incassi si traducono, al netto di esigui costi di manutenzione, univocamente in utili. Detto vantaggio economico è tra l'altro ottenuto salvaguardando l'ambiente e risparmiando fonti energetiche.

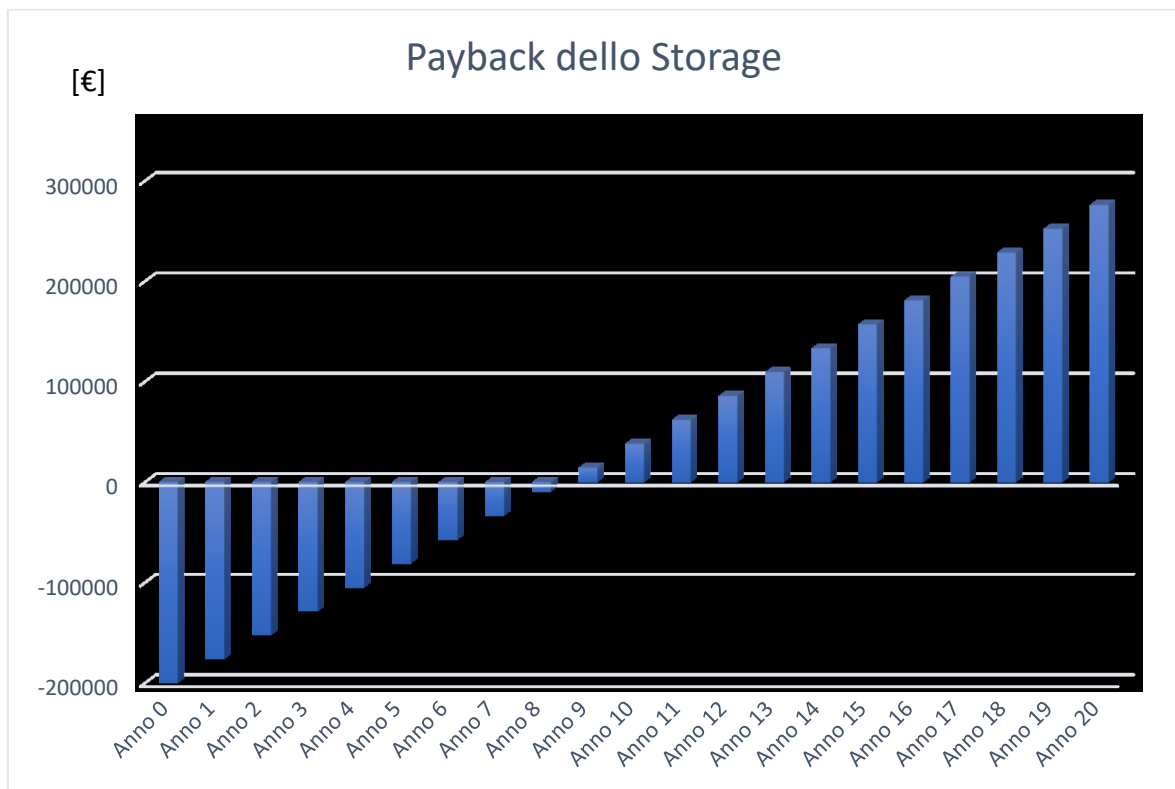


Figura 5.10: Payback dello storage

CONCLUSIONE

Tale studio, volto al verificare gli aspetti fluidodinamici e i benefici che ottiene il sistema con l'introduzione dello storage, ha condotto ad analizzare l'intero sistema di produzione combinata dell'energia maturando idee interessanti in merito all'efficientamento energetico. In primo luogo, ciò che emerge dalle simulazioni fluidodinamiche è che le velocità che si instaurano all'interno del tes sono prossime a zero, dando già i primi segnali che l'accumulatore lavora come ipotizzato. Infatti, non si verificano particolari effetti turbolenti, a meno che nelle zone di ingresso che di uscita le quali risentono l'effetto della conduttura. Pertanto, i transitori interni consentono il progressivo riempimento dello stesso in maniera graduale, senza effetti di miscelazione delle zone a differenti temperature, garantendo di fatto la corretta stratificazione e il rispetto del vincolo dello scambiatore lato motore. Ulteriormente, il software ha fornito informazioni circa l'evoluzione del fluido nell'arco temporale che intercorre tra la carica e la scarica dell'accumulatore, invero che vi è una miscelazione del fluido stratificato dovuto ai fenomeni convettivi che però ha un entità lieve quantificata di circa 5°C sia nella parte alta sia in quella bassa come dimostrato nel paragrafo 4.2.3. Seppur esigua questa variazione influisce sul tempo di scarica, di fatti avendo un salto termico più basso si ha nello scambiatore una cessione di calore più limitata. Le simulazioni inoltre, forniscono importanti valori che riguardano i tempi di carica e di scarica, riportati nelle tabelle 4.1 e 4.2, i quali vergono su analisi poste a condizioni differenti. Sulla base di questi si è potuto stimare il tempo di accensione anticipata del cogeneratore nel periodo intermedio ed apprezzare il vantaggio economico che esso produce, in maniera ecosostenibile. Infatti, nella tabella 5.2 sono riportati i valori monetari riguardanti la maggiorazione dei certificati bianchi che si otterrebbero grazie l'ausilio dello storage. Inoltre, se viene preso anche il beneficio monetario che esso produce vendendo dell'elettricità e sottraendo il costo del gas naturale consumato in più, relativo alle ore di funzionamento incrementate del motore, si ottiene i ricavi che si hanno annualmente. Nella immagine successiva (figura 6.1) vengono riportati gli incassi nel corso degli anni e si evince, che alla fine della vita garantita del tes, si raggiunge circa 500'000€ di incasso. Dopo l'ottavo anno lo storage è interamente ripagato e tutti gli incassi si trasformano completamente in guadagni. Lo storage rappresenta di fatto un elemento redditizio in termini monetari e favorevole alla salvaguardia dell'ambiente.

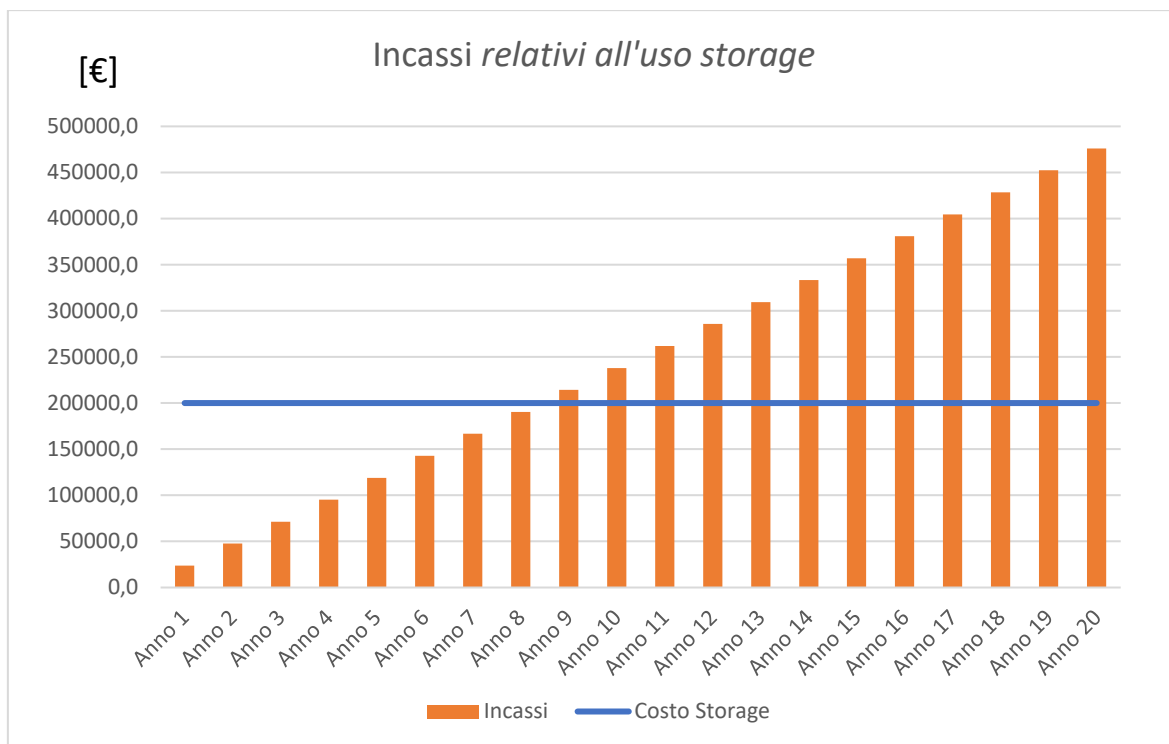


Figura 6.1: Incassi relativi all'uso storage

Lo storage, aldilà di tali incassi, consente di ridurre la CO₂ prodotta in quanto fa innalzare le ore di produzione del cogeneratore, il quale lavorando in maniera efficiente necessita di meno combustione. Gli studi stimano approssimativamente 170'000 kg di biossido di carbonio in meno all'anno per tale impianto. Inoltre, la produzione centralizzata consente di filtrare i gas di scarico prodotti dalla combustione garantendo di fatto un minore inquinamento atmosferico. Quindi, il quantitativo di anidride carbonica risparmiata, seppur esiguo rispetto a tutta la produzione, e i gas filtrati rappresentano indubbiamente un passo verso il raggiungimento dei valori nazionali, europei e mondiali verso un sistema energetico più sostenibile, efficiente e rispettoso dell'ambiente.

Analizzando poi i vari carichi è emerso che, oltre ad anticipare con lo storage, vi è la possibilità di posticipare lo spegnimento del cogeneratore. Alla luce degli studi si può posticipare l'arresto del motore per i mesi di aprile, ottobre e parzialmente per quelli di maggio e settembre. Così si otterrebbero ulteriori certificati bianchi (quantificati in termini monetari nella tabella 5.4) e perseguendo sempre di più la direzione della gestione intelligente e il conseguimento degli obiettivi dell'accordo di Parigi.

Oltre a tale considerazioni si è ipotizzato l'accensione del cogeneratore anche nel periodo estivo. Infatti, vi è la condizione per effettuare anche sola una carica dello storage al giorno.

Quest'accensione, seppur breve, fatta nelle ore dove la richiesta è maggiore, consente il riempimento del tes e quindi un innalzamento delle ore annue di utilizzo del cogeneratore. Questo aspetto, trattato in modo marginale, potrebbe essere l'oggetto di studi futuri.

BIBLIOGRAFIA

- I. “Progettazione ed efficienza energetica” – A. Rinaldi
- II. “Termodinamica Applicata” – Cavallini, Mattarolo
- III. “Meccanica dei fluidi” - Yunus A. Çengel
- IV. “Guida completa ai CFD” – P. A. Dusoulie, N. Charbonnier
- V. “Smart grid” - Livio De Santoli
- VI. “Il business dell'efficienza energetica. I certificati bianchi” – D. Palma,
M. Lucentini, F. Rottenberg
- VII. “Energy management” - Nino Di Franco
- VIII. “Il conto energia” - Tiziana De Cristofaro
- IX. “Guida alla Cogenerazione ad Alto Rendimento CAR” – G.S.E S.p.A. marzo 2012
- X. “Impianti di conversione energetica” – Dispense del corso, Gabriele Comodi

SITOGRAFIA

- I. www.gse.it
- II. www.asteaspa.it
- III. www.eea.europa.eu
- IV. www.protocollo.kyoto.it
- V. www.mise.gov.it
- VI. www.ansys.com
- VII. www.solidedge.siemens.com
- VIII. www.stratificazione.termica.com
- IX. www.rinnovabili.it

Ringraziamenti

Giunto alla fine di questo percorso non mi resta che porgere i miei più sentiti ringraziamenti a coloro che hanno contribuito al raggiungimento di tale obiettivo.

In primo luogo, è doveroso ringraziare il professor Gabriele Comodi, il professor Andrea Crivellini e gli ingegneri Danilo Salvi e Matteo Lorenzetti che mi hanno seguito e accompagnato nello svolgimento di questo lavoro.

Ringrazio la mia famiglia, in particolar modo mia sorella Alessia, per avermi ininterrottamente sostenuto e creduto. Sono stati in grado di incoraggiarmi e consigliarmi nei momenti di difficoltà trovando sempre le parole giuste.

Desidero ringraziare Beatrice per essermi stata al fianco per la maggior parte di questo corso di studi. Lei è sempre stata un punto di riferimento e una spalla su cui potermi appoggiare nei momenti di insicurezza.

Una riconoscenza è obbligatoria a Giorgio che mi ha aiutato in maniera inquantificabile durante la laurea triennale e in parte anche in questa magistrale.

Una riconoscenza va a tutti i miei amici che mi sono sempre stati vicini durante questi anni e che hanno dovuto sopportare tutte le mie lamentele universitarie legate alle lezioni, agli esami e quant'altro, senza farmi mai pesare ciò ma cercando sempre di strapparmi un sorriso.

Un ultimo ringraziamento, ma non meno importante, va a tutti i miei compagni universitari, di pallacanestro, di lavoro e tutte quelle persone che ho incontrato durante questo percorso poiché ognuna mi ha lasciato qualcosa. Un qualcosa che, umanamente e professionalmente, non si riesce ad imparare sfogliando un libro.