

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea di II livello



SVILUPPO DI UN DIGITAL TWIN ENERGETICO INDUSTRIALE

Relatori

Prof. Marco Badami, Relatore
Ing. Luca Degiovanni, Correlatore

Candidato

Zeno Piccini

a.a. 2025/2026

Ai miei genitori, per il loro amore e per gli innumerevoli sacrifici. Senza di voi, questo traguardo non sarebbe stato possibile.

A Sara, per aver creduto in me, per la pazienza e per il sostegno di ogni giorno. Questa tesi porta anche un po' della tua forza.

A me stesso, per aver resistito, per non aver mai mollato e per aver continuato ad andare avanti, sempre.

Ringraziamenti

Desidero ringraziare tutte le persone che hanno contribuito, in modi diversi, alla realizzazione di questo lavoro.

Un primo ringraziamento va al relatore e al correlatore, per il supporto metodologico, per i suggerimenti ricevuti durante lo sviluppo della tesi e per l'attenzione dedicata alla discussione dei risultati.

Ringrazio Trigenia Srl per aver reso possibile lo svolgimento di questo progetto in un contesto applicativo reale. In particolare, sono grato a chi mi ha affiancato nella comprensione dell'impianto, nella raccolta delle informazioni tecniche e nell'interpretazione dei dati operativi.

Un ringraziamento va anche a tutte le persone incontrate durante il percorso universitario, con cui ho condiviso studio, confronto e momenti importanti di crescita personale e professionale.

Infine, ringrazio la mia famiglia e le persone a me più vicine per il sostegno costante, la pazienza e la fiducia dimostrata lungo tutto il percorso.

Abstract

This thesis presents the development of a *Digital Twin* for the energy domain of an industrial site located in Grugliasco (TO), characterized by the interaction between an electrical subsystem and a thermal subsystem. The plant includes a 900 kWp photovoltaic field, an electrical cogenerator, an air-to-water heat pump, and three gas boilers arranged in series. The work was carried out in collaboration with Trigenia Srl and implemented in AVEVA Process Simulation.

The methodology combines measured hourly data from the plant with a dynamic simulation model solved with a 30 s internal time step and then aggregated to 1 h for comparison with the available dataset. A common framework of signals, preprocessing rules, baseline periods, KPI and error metrics was defined to ensure consistency between measured data and simulation outputs. Four representative seasonal weeks were selected as validation periods. The electrical validation was performed on the photovoltaic production, the cogenerator contribution and the reconstructed grid balance, while the thermal validation focused on supply and return temperatures, service quality, thermal balance closure and the plausibility of the heat pump/boilers load sharing.

The results show that the model reproduces the main behaviours of the real plant with satisfactory accuracy. On the electrical side, the weekly photovoltaic energy error ranges from +2.9% to -7.3%, while the cogenerator contribution is reproduced with deviations of a few percentage points. On the thermal side, the RMSE on the supply temperature ranges between 0.29 and 0.86 °C, whereas the RMSE on the return temperature ranges between 1.85 and 3.28 °C. The percentage of time spent within the temperature band is between 89.29% and 100%, the thermal energy mismatch remains between 1.09% and 5.32%, and the average heat pump COP varies coherently with the season between 2.02 and 3.06.

Overall, the thesis shows that a model-based Digital Twin, when calibrated and validated on representative operating periods, can provide a credible basis for energy analysis, scenario comparison and decision support in complex multi-vector industrial systems.

Indice

Introduzione	1
1 Contesto e stato dell'arte	3
1.1 Contesto: energia, industria e transizione	3
1.2 Certificati Bianchi (TEE)	4
1.3 Digital Twin: definizioni e livelli	4
1.4 Monitoraggio energetico e KPI	6
1.5 Simulazione di processo per l'energia: focus su AVEVA Process Simulation	7
1.6 Scenario analysis / What-if: metodologia	8
2 Dati e metodologia	9
2.1 Dati disponibili, origine e qualità	9
2.2 Impostazione delle simulazioni e confronto con dati orari	11
2.3 KPI e definizione della baseline per i confronti	12
2.3.1 KPI elettrici e fotovoltaici	12
2.3.2 KPI termici e delle vasche	13
2.3.3 KPI della pompa di calore	13
2.3.4 KPI delle caldaie a gas	13
2.3.5 Definizione della baseline e scostamenti per confronto	13
2.3.6 Metriche d'errore	13
2.4 Analisi di sensitività	14
3 Caso studio e descrizione dell'impianto	15
3.1 Architettura energetica dell'impianto	16
3.1.1 Dominio elettrico	16
3.1.2 Dominio termico	17
3.2 Componenti principali	18
3.2.1 Generazione fotovoltaica	18
3.2.2 Pompa di calore aria-acqua	19
3.2.3 Caldaie a gas in serie	20
3.3 Reti idroniche e variabili fisiche di interesse	20
3.4 Dati disponibili: sintesi e punti di misura	20
3.5 Vincoli operativi e logiche di funzionamento	21
3.6 Sintesi e collegamento al Digital Twin	21
4 Sviluppo del Digital Twin e implementazione in AVEVA Process Simulation	22
4.1 Obiettivi del capitolo e approccio metodologico	22
4.2 Perimetro del modello e livello di dettaglio	23

4.3	Integrazione con il dominio elettrico	23
4.3.1	Fotovoltaico: sezioni e parametrizzazione	24
4.3.2	Cogeneratore, rete e ricostruzione dello scambio	24
4.4	Integrazione con il dominio termico: struttura impiantistica in AVEVA . . .	24
4.5	Modellazione della pompa di calore aria-acqua	25
4.6	Modellazione delle caldaie a gas in serie e logiche di controllo	26
4.6.1	Consumo di combustibile e rendimento	26
4.6.2	Motivazione della configurazione in serie	27
4.6.3	Componenti ausiliari e regolazione (PID e valvola a tre vie)	27
4.7	Domanda termica, UTA e bilanci energetici	28
4.7.1	Controllo di coerenza energetica	28
4.8	Parametrizzazione iniziale e assunzioni	29
4.9	Calibrazione e validazione rispetto ai dati reali	29
4.10	Preparazione del modello all'analisi per scenari	30
4.11	Sintesi del capitolo	31
5	Validazione del Digital Twin: dominio elettrico	32
5.1	Obiettivi del capitolo	32
5.2	Dati, periodi di validazione e convenzioni	33
5.2.1	Segnali disponibili e osservabilità del dominio elettrico	33
5.2.2	Convenzioni e regole di confronto	33
5.3	Richiamo della rappresentazione elettrica nel Digital Twin	33
5.4	Risultati: confronto tra misure e simulazione sulle settimane tipo	34
5.4.1	Produzione FV: profilo e energia su periodo	34
5.4.2	Bilancio elettrico e scambio con rete ricostruito (in energia)	34
5.5	KPI di sintesi e metriche d'errore	35
5.5.1	KPI energetici settimanali	35
5.5.2	Metriche d'errore orarie (RMSE) su serie confrontabili	36
5.5.3	Indicatori derivati: import/export e quota di carico coperta da generazione locale	36
5.6	Discussione: interpretazione degli scostamenti e limiti	38
5.7	Sintesi del capitolo	39
6	Validazione del Digital Twin: dominio termico e controlli	40
6.1	Obiettivi del capitolo	40
6.2	Dati, periodi di validazione e convenzioni	40
6.2.1	Segnali disponibili e osservabilità del dominio termico	40
6.2.2	Convenzioni e regole di confronto	41
6.3	Richiamo della rappresentazione termica e dei controlli nel Digital Twin . .	42
6.4	Risultati: confronto tra misure e simulazione sulle settimane tipo	42
6.4.1	Temperature del secondario: tracking del set-point	42
6.4.2	Temperatura batteria calda UTA	42
6.4.3	Domanda termica e coerenza del bilancio	43
6.4.4	Ripartizione della fornitura termica tra PdC e caldaie	43
6.4.5	Efficienza degli scambiatori	44
6.4.6	Controlli: stabilità dei PID	48
6.5	KPI di sintesi e metriche d'errore	49
6.5.1	Metriche d'errore (RMSE) sulle temperature	49
6.5.2	KPI di qualità del controllo	49
6.5.3	Prestazioni della pompa di calore e indicatori energetici	50

6.5.4	Sintesi quantitativa della validazione termica	50
6.6	Discussione: interpretazione degli scostamenti e limiti	51
6.7	Sintesi del capitolo	53
7	Scenari di simulazione, risultati e discussione	54
7.1	Obiettivi del capitolo	54
7.2	Approccio generale alla costruzione degli scenari	54
7.3	Set-up delle simulazioni in AVEVA	56
7.3.1	Classificazione degli scenari	56
7.4	Scenario stagionale (baseline)	56
7.4.1	Sintesi dei KPI baseline	57
7.4.2	Profili baseline rappresentativi	57
7.5	Scenari FV-driven	59
7.6	Risultati degli scenari FV-driven	59
7.6.1	Scenario FV1: assenza del cogeneratore	60
7.6.2	Scenario FV2: cogeneratore a pieno carico	61
7.6.3	Scenario FV3: indisponibilità parziale del fotovoltaico	62
7.6.4	Sintesi critica degli scenari FV	64
7.7	Scenari termici TH	65
7.8	Risultati scenari termici TH	65
7.8.1	Scenario TH1: pompa di calore ad inseguimento termico	67
7.8.2	Scenario TH2: solo caldaie	67
7.8.3	Scenario TH3: indisponibilità parziale della generazione termica	68
7.8.4	Sintesi critica degli scenari termici	69
7.9	Matrice riassuntiva degli scenari	70
7.10	Lettura trasversale dei trade-off e implicazioni operative	70
7.11	Collegamento concettuale a baseline e M&V	72
7.12	Sintesi del capitolo	72
8	Conclusioni e sviluppi futuri	73
8.1	Richiamo degli obiettivi e sintesi del percorso	73
8.2	Principali risultati conseguiti	73
8.2.1	Validazione del Digital Twin	73
8.2.2	Risultati dell'analisi di scenario	74
8.3	Contributi metodologici e applicativi	75
8.4	Limiti del lavoro	75
8.5	Sviluppi futuri	76
8.6	Conclusione finale	76

Elenco delle figure

1.1	Driver della complessità nei sistemi energetici multi-vettore.	5
1.2	Digital Model, Digital Shadow e Digital Twin: differenze e livelli di integrazione modelli-dati.	6
2.1	Workflow metodologico per la comparabilità tra dati misurati e simulazioni.	9
3.1	Perimetro del caso studio e principali flussi energetici tra dominio elettrico e dominio termico (schema a blocchi).	16
3.2	Esempio di profilo elettrico giornaliero [07/07/2025]: produzione FV, produzione COG, carico elettrico e scambio con rete.	17
3.3	Schema semplificato del circuito termico (Caldaie, PdC e Utenze).	18
3.4	Esempio di rappresentazione delle prestazioni della PdC in termini di COP e Temperatura Esterna del giorno 14/01/2025.	19
4.1	Layout dell'impianto fotovoltaico implementato in AVEVA.	23
4.2	Implementazione del dominio termico in AVEVA (vista d'insieme).	25
4.3	Dettaglio del circuito primario(PdC): componenti ausiliari e regolazione.	26
4.4	Dettaglio del circuito primario (caldaie): componenti ausiliari e regolazione.	27
4.5	Dettaglio del blocco UTA e della regolazione associata.	29
5.1	Schema semplificato del sistema elettrico con cogeneratore, fotovoltaico, rete, quadro elettrico e utenza.	32
5.2	Confronto FV su settimana tipo: produzione misurata vs produzione simulata (aggregazione oraria).	35
5.3	Rappresentazione del bilancio elettrico su settimana tipo: produzione FV, produzione Cog, carico e scambio con rete ricostruito (in energia).	36
6.1	Schema semplificato del circuito termico con indicazione degli input energetici alle caldaie e alla PdC.	41
6.2	Confronto temperatura di mandata sul circuito secondario su settimana tipo: misure, simulazione e set-point (aggregazione oraria).	43
6.3	Confronto temperatura di ritorno sul circuito secondario su settimana tipo: misure e simulazione (aggregazione oraria).	44
6.4	Confronto tra set-point ambiente e temperatura controllata dell'UTA per il periodo considerato.	44
6.5	Generazione termica e fabbisogno termico	45
6.6	Distribuzione dei carichi termici sulla pompa di calore e sulle tre caldaie sulla settimana tipo invernale.	45
6.7	Andamento delle temperature di ingresso e uscita lato caldo e lato freddo dello scambiatore sulla pompa di calore nella settimana tipo considerata.	47

6.8	Andamento temporale dell'efficacia stimata dello scambiatore nella settimana tipo considerata.	47
6.9	Esempio di analisi dei controlli: output PID e attuazione delle valvole a tre vie su una settimana tipo.	49
7.1	Esempio illustrativo di un ipotetico profilo elettrico utilizzabile come riferimento (utenza elettrica, rete, cogeneratore e FV). La figura evidenzia la variabilità intragiornaliera e l'interazione tra generazione locale e scambio con la rete, elementi che motivano la definizione di scenari dedicati al sottosistema elettrico locale.	55
7.2	Profili elettrici della baseline autunnale: carico elettrico del sito, generazione fotovoltaica, contributo del cogeneratore e scambio con la rete.	57
7.3	Profili termici della baseline autunnale: contributo della pompa di calore e delle caldaie alla copertura del fabbisogno termico.	58
7.4	Confronto sintetico tra i profili di scambio con la rete nei diversi scenari FV della settimana autunnale.	60
7.5	Profili elettrici nello scenario FV1: assenza del cogeneratore e conseguente modifica del bilancio con la rete.	61
7.6	Profili elettrici nello scenario FV2: cogeneratore mantenuto a pieno carico e conseguente modifica dello scambio con la rete.	62
7.7	Profili elettrici nello scenario FV3: riduzione parziale della generazione fotovoltaica e impatto sul bilancio con la rete.	63
7.8	Contributo delle diverse sezioni fotovoltaiche nello scenario FV3.	63
7.9	Andamento temporale della potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore nei diversi scenari termici.	66
7.10	Andamento temporale del consumo di gas naturale nei diversi scenari termici.	66
7.11	Ripartizione della fornitura termica tra pompa di calore e caldaie nello scenario TH1.	67
7.12	Ripartizione della fornitura termica tra pompa di calore e caldaie nello scenario TH2.	68
7.13	Ripartizione della fornitura termica tra pompa di calore e caldaie nello scenario TH3.	69

Elenco delle tabelle

2.1	Sintesi dei segnali disponibili e utilizzo nel framework.	10
2.2	Settimane tipo stagionali selezionate.	11
2.3	Regole operative di preprocessing adottate nel lavoro.	11
2.4	Sintesi delle principali grandezze e della loro origine/risoluzione temporale.	12
3.1	Ripartizione dell'impianto FV in sezioni (valori nominali e note impiantistiche).	19
3.2	Principali variabili disponibili nel dataset.	20
4.1	Parametri utilizzati per la modellazione dell'impianto fotovoltaico.	24
4.2	Parametri utilizzati per la modellazione della pompa di calore.	26
4.3	Parametri utilizzati per la modellazione delle caldaie a gas.	27
4.4	Parametri di regolazione utilizzati per PID e valvola a tre vie (schema concettuale).	28
5.1	Segnali elettrici utilizzati nella validazione (misurati/derivati) e ruolo nel confronto.	34
5.2	Energia FV sulle settimane tipo: confronto misure vs simulazione e scostamento relativo.	34
5.3	KPI energetici settimanali sulle settimane tipo: confronto misure vs simulazione.	36
5.4	Scambio con rete ricostruito in energia sulle settimane tipo da bilancio orario: energia importata, energia esportata, quota di carico coperta localmente e quota di generazione locale esportata.	37
5.5	Metriche d'errore orarie tra misure e simulazione (dopo aggregazione a 1h) per le settimane tipo.	37
6.1	Segnali termici utilizzati nella validazione e ruolo nel confronto.	41
6.2	Bilancio energetico termico su settimane tipo: domanda vs energia termica fornita.	43
6.3	Ripartizione della fornitura termica tra pompa di calore e caldaie sulle settimane tipo.	45
6.4	Sintesi dell'efficacia stimata dello scambiatore tra pompa di calore/ secondario e della coerenza del bilancio termico sulle settimane tipo.	48
6.5	Metriche d'errore orarie tra misure e simulazione per le temperature del secondario sulle settimane tipo.	50
6.6	KPI di qualità del controllo sulle settimane tipo: rispetto del set-point, deviazioni.	50
6.7	Prestazioni della pompa di calore sulle settimane tipo: consumi elettrici, energia termica fornita e COP medio.	51

6.8	Sintesi della validazione del dominio termico sulle settimane tipo.	51
7.1	Principali KPI elettrici della baseline autunnale.	57
7.2	Principali KPI termici e di servizio della baseline autunnale.	57
7.3	Schema generale di confronto tra scenari: elementi mantenuti invariati e leve modificate.	58
7.4	Sintesi dei principali KPI elettrici negli scenari FV rispetto alla baseline autunnale.	60
7.5	Sintesi dei principali indicatori energetici negli scenari termici rispetto alla baseline autunnale.	66
7.6	Indicatori di servizio negli scenari termici autunnali.	66
7.7	Matrice esemplificativa dei casi elementari considerati. Ogni caso combina una settimana tipo stagionale con una variante del sottosistema di generazione elettrica locale e una strategia termica.	70
7.8	Trade-off sintetici degli scenari relativi al sottosistema di generazione elettrica locale.	71
7.9	Trade-off sintetici degli scenari termici rispetto alla baseline autunnale.	71

Introduzione

La gestione dell'energia negli impianti industriali e negli edifici complessi sta assumendo un ruolo sempre più strategico, sia per la riduzione delle emissioni climalteranti sia per l'esigenza di contenere i costi e aumentare la resilienza operativa. In questo scenario, la transizione energetica promuove l'integrazione di fonti rinnovabili e l'elettrificazione di parte dei servizi, ma introduce anche una maggiore complessità di esercizio: la produzione rinnovabile è variabile, i carichi non sono costanti e le interazioni tra domini energetici rendono meno immediata la valutazione delle prestazioni e degli interventi di miglioramento [1]. In Italia, a tale contesto si affiancano meccanismi di incentivazione dell'efficienza energetica, come i *Certificati Bianchi* (TEE), che richiedono una quantificazione credibile e documentabile delle prestazioni e dei risparmi conseguibili [2, 3]. Quando l'obiettivo è stimare e confrontare scenari di esercizio o di retrofit, diventano quindi centrali concetti quali baseline, confine di misura e coerenza metodologica nella valutazione dei benefici, aspetti trattati anche nei riferimenti internazionali di misura e verifica dei risparmi [4].

In questo quadro si inserisce il concetto di *Digital Twin*, inteso come rappresentazione digitale di un sistema reale capace di integrare modelli e dati per descriverne il comportamento, interpretarne le prestazioni e supportare decisioni operative e progettuali [5, 6]. Rispetto a una modellazione puramente statica o a valutazioni basate su condizioni nominali, un Digital Twin consente di analizzare il comportamento del sistema in condizioni operative variabili, investigare le cause delle deviazioni prestazionali e valutare strategie alternative prima della loro applicazione sul campo. La letteratura recente evidenzia tuttavia come, nelle applicazioni energetiche reali, la criticità principale non sia soltanto la costruzione di un modello, ma la disponibilità di un modello *validato* e sufficientemente affidabile da supportare decisioni su impianti esistenti e su dati operativi non sempre perfetti [7].

Il presente lavoro, svolto in collaborazione con Trigenia Srl, riguarda lo sviluppo di un Digital Twin orientato al dominio energetico per uno stabilimento reale situato a Grugliasco (TO). L'analisi considera un unico perimetro di studio riferito allo stesso edificio, nel quale convivono e interagiscono un dominio elettrico e un dominio termico: in particolare, l'assorbimento elettrico della pompa di calore costituisce un collegamento diretto tra disponibilità di energia elettrica e capacità di copertura del fabbisogno termico. La generazione elettrica locale è principalmente finalizzata all'autoconsumo, con possibilità di immissione in rete in condizioni di surplus, secondo logiche tipiche dei sistemi fotovoltaici in autoconsumo [8]. Per quanto riguarda il dominio termico, il sistema è organizzato su un circuito secondario con accumuli mantenuti a temperatura di set-point, alimentato da circuiti primari di generazione (pompa di calore e caldaie); per vincoli temporali, la componente termica del cogeneratore non è inclusa nel presente modello e viene indicata come possibile estensione futura.

L'obiettivo è costruire un modello digitale sufficientemente fedele al comportamento reale da poter essere utilizzato come strumento di analisi e supporto decisionale. In particolare, si intende: (i) riprodurre con buona accuratezza le principali grandezze energetiche e di

processo osservate nello stabilimento; (ii) disporre di una base validata per analisi *what-if* e per il confronto di configurazioni alternative rispetto a una baseline coerente; (iii) individuare e discutere potenziali margini di miglioramento, evidenziando i trade-off tra efficienza, flessibilità e vincoli operativi.

Obiettivi, scope e struttura del lavoro

L'obiettivo generale della tesi è sviluppare un Digital Twin orientato all'ambito energetico, capace di supportare il monitoraggio e la valutazione di strategie di miglioramento per un impianto multi-vettore. Gli obiettivi specifici sono:

- modellare il caso studio in AVEVA Process Simulation, definendo confini, componenti e grandezze energetiche di interesse;
- formalizzare dati, KPI, baseline e regole di confronto tra misure e simulazioni;
- calibrare e validare il modello sui domini elettrico e termico, distinguendo tra variabili direttamente osservabili, input imposti e grandezze ricostruite;
- predisporre il modello per analisi *what-if* e per la valutazione di strategie operative alternative.

Scope ed esclusioni: nel presente lavoro non viene considerato il contributo termico del cogeneratore; l'attenzione è rivolta alla modellazione e validazione del comportamento energetico con finalità di analisi per scenari e supporto decisionale.

Lo sviluppo del gemello digitale è realizzato mediante AVEVA Process Simulation [9] e si basa sull'impiego di dati operativi disponibili per impostare un confronto sistematico tra impianto e modello e guidare la successiva costruzione degli scenari.

La tesi è organizzata come segue: il Capitolo 1 inquadra contesto, riferimenti normativi e stato dell'arte; il Capitolo 2 descrive i dati disponibili e la metodologia (KPI, baseline e pipeline di confronto); il Capitolo 3 presenta il caso studio e il perimetro dell'impianto; il Capitolo 4 illustra lo sviluppo del Digital Twin e le scelte di implementazione in AVEVA; i Capitoli 5 e 6 discutono la validazione elettrica e termica; il Capitolo 7 definisce gli scenari di simulazione, presenta i risultati e ne discute i criteri di interpretazione; infine, il Capitolo 8 riassume conclusioni, limiti e sviluppi futuri.

Capitolo 1

Contesto e stato dell'arte

1.1 Contesto: energia, industria e transizione

La gestione dell'energia è diventata un elemento strategico per gli impianti industriali e per gli edifici complessi, sia per la riduzione dei costi operativi sia per la necessità di contenere le emissioni climalteranti e aumentare la resilienza operativa. Le politiche europee di decarbonizzazione e gli obiettivi di transizione energetica spingono verso un progressivo aumento dell'efficienza e un maggiore ricorso a fonti rinnovabili e tecnologie elettriche ad alta efficienza [1]. In parallelo, la volatilità dei prezzi dell'energia e le esigenze di continuità del servizio rendono centrale la capacità di comprendere e governare il comportamento energetico dei sistemi in condizioni operative variabili.

L'evoluzione degli impianti verso architetture multi-vettore (elettrico e termico) introduce tuttavia una maggiore complessità di gestione. La produzione rinnovabile, in particolare fotovoltaica, è intrinsecamente variabile e dipendente dalle condizioni ambientali; i profili di carico non sono costanti e possono presentare significative variazioni giornaliere e stagionali; inoltre, la presenza di tecnologie di conversione tra domini (ad esempio pompe di calore) crea un collegamento diretto tra disponibilità elettrica e capacità di copertura del fabbisogno termico. In tali condizioni, il miglioramento delle prestazioni non si riduce alla sola scelta di componenti efficienti, ma richiede strategie operative e strumenti di analisi in grado di integrare vincoli tecnici, profili temporali e interazioni tra sottosistemi.

Driver della complessità nei sistemi multi-energia I principali fattori che rendono non banale la valutazione delle prestazioni e delle strategie di miglioramento possono essere riassunti come segue:

- **Variabilità della generazione rinnovabile:** la produzione FV non è controllabile e può risultare disaccoppiata rispetto alla domanda del sito, generando condizioni di surplus o deficit su diverse scale temporali.
- **Elettrificazione dei servizi:** l'introduzione di pompe di calore e altri convertitori elettrico-termici aumenta l'interdipendenza tra domini energetici, rendendo rilevante l'allocazione dell'energia elettrica disponibile (autoconsumo, scambio con rete) e le conseguenze sul termico.
- **Vincoli operativi e qualità del servizio:** set-point di temperatura, limiti di potenza, vincoli di sicurezza e requisiti di continuità limitano lo spazio delle strategie implementabili.

- **Dati e osservabilità:** la qualità e la disponibilità dei dati di monitoraggio possono essere parziali o non omogenee tra sottosistemi; questo influisce sulla capacità di analisi, calibrazione dei modelli e verifica delle prestazioni.

In sintesi, l'aumento della complessità rende utile affiancare al monitoraggio tradizionale strumenti in grado di integrare dati e modelli, così da confrontare alternative in modo sistematico, quantificare gli impatti e identificare condizioni operative più favorevoli in termini di prestazioni energetiche.

1.2 Certificati Bianchi (TEE)

In Italia, l'efficienza energetica è supportata anche da meccanismi di incentivazione che mirano a promuovere interventi in grado di generare risparmi misurabili e documentabili.

Il sistema dei *Certificati Bianchi* (TEE) si inserisce in questo contesto valorizzando i risparmi conseguiti attraverso interventi di efficientamento, secondo regole e procedure definite dalla normativa e dagli organismi di riferimento [2, 3]. Pur non essendo obiettivo della presente tesi la predisposizione di una pratica TEE, il tema risulta pertinente perché mette in evidenza la necessità di una quantificazione robusta dei risparmi e di un confronto coerente rispetto a una baseline.

Un aspetto ricorrente nella valutazione degli interventi è infatti la definizione di: (i) un periodo o una condizione di riferimento, (ii) un confine di misura coerente, e (iii) indicatori e criteri di confronto ripetibili. Questi elementi sono alla base anche di riferimenti internazionali per la misura e verifica dei risparmi energetici, che forniscono linee guida su baseline, aggiustamenti e tracciabilità della quantificazione [4]. In questo senso, la modellazione e la simulazione possono rappresentare un supporto tecnico utile nelle fasi preliminari di studio e decisione, consentendo di esplorare alternative progettuali e operative e stimarne l'impatto in condizioni differenti.

Collegamento con il presente lavoro Nel contesto di questa tesi, il collegamento ai TEE è principalmente di natura metodologica:

- una baseline coerente consente di confrontare condizioni operative e scenari alternativi;
- la quantificazione degli scostamenti energetici richiede KPI definiti e confini di analisi espliciti;
- un modello validato riduce l'incertezza nelle analisi ex-ante, supportando la selezione di strategie o interventi potenzialmente efficaci.

1.3 Digital Twin: definizioni e livelli

Il concetto di *Digital Twin* identifica una rappresentazione digitale di un sistema reale che integra modelli e dati con l'obiettivo di descriverne lo stato, analizzarne le prestazioni e supportare decisioni [5, 6]. In letteratura e in ambito industriale è utile distinguere tra diverse forme di rappresentazione digitale, caratterizzate da differenti livelli di integrazione con il sistema fisico (Figura 1.2):

- *Digital Model:* modello digitale utilizzato per analisi offline, non necessariamente connesso al sistema reale;

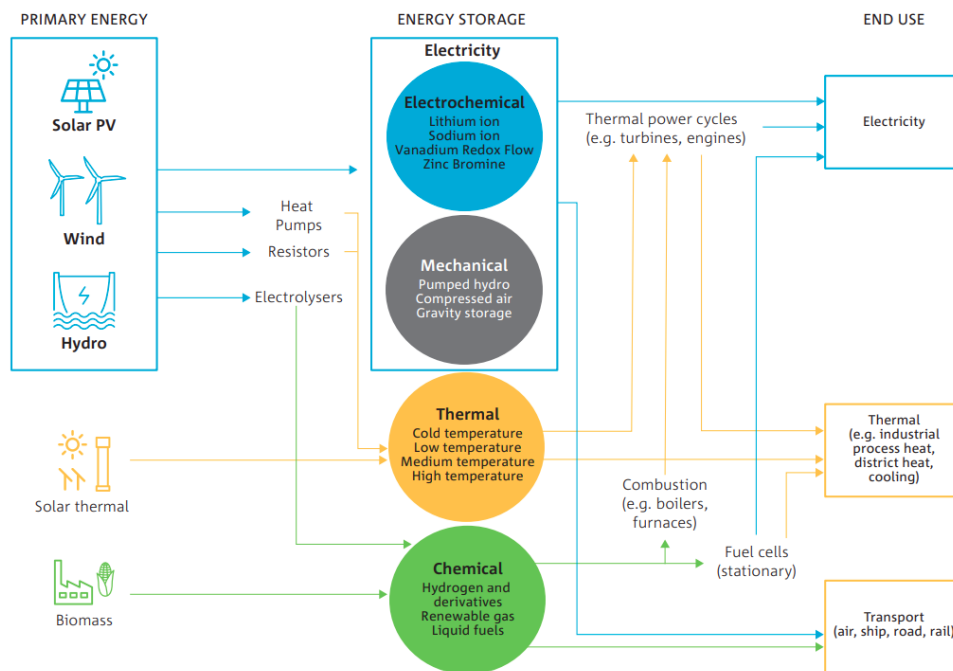


Figura 1.1: Driver della complessità nei sistemi energetici multi-vettore.

- *Digital Shadow*: modello aggiornato dai dati del sistema reale, tipicamente in modo unidirezionale;
- *Digital Twin*: rappresentazione digitale che integra modelli e dati con un ciclo di aggiornamento, validazione e utilizzo orientato al supporto decisionale (monitoraggio, diagnosi, analisi predittive e *what-if*).

In ambito energetico e industriale, i Digital Twin possono essere sviluppati a differenti scale: *asset twin* (singolo componente), *process twin* (unità o processo) e *plant/system twin* (intero impianto). Inoltre, la modellazione può seguire approcci *physics-based*, *data-driven* o ibridi. Gli approcci *physics-based* sfruttano relazioni fisiche e bilanci (massa, energia) e consentono interpretabilità e robustezza fuori dal dominio dei dati; quelli *data-driven* possono catturare comportamenti complessi quando sono disponibili dataset ampi e rappresentativi; gli approcci ibridi mirano a combinare i vantaggi di entrambi.

Fidelity e requisiti di un Digital Twin energetico Un aspetto centrale riguarda la *fidelity* del modello, intesa come compromesso tra accuratezza, tempi di calcolo, disponibilità dei dati e manutenibilità. In un digital twin orientato al dominio energetico, la scelta del livello di dettaglio deve essere coerente con gli obiettivi: spesso è più utile un modello dinamico, calibrabile e ripetibile per analisi di scenari e confronto KPI, piuttosto che una rappresentazione estremamente dettagliata ma onerosa, difficile da tarare e poco adatta a simulazioni multiple.

Tema chiave: validazione e affidabilità Nelle applicazioni energetiche su impianti esistenti, la qualità dei dati operativi e l'incertezza di misura rendono la validazione un passaggio abilitante: senza una verifica quantitativa su periodi rappresentativi, un modello rischia di produrre confronti poco tracciabili. Per questo lavoro, la validazione è

impostata tramite (i) KPI e convenzioni di calcolo univoche, (ii) una procedura di calibrazione/verifica su settimane tipo, e (iii) metriche d'errore e bilanci energetici discussi nei Capitoli 5 e 6.

Gap di letteratura e posizionamento della tesi La letteratura sui Digital Twin energetici evidenzia un forte interesse per applicazioni a scala edificio o per singoli asset, ma mostra ancora minore profondità quando il problema riguarda impianti multi-vettore reali, con accoppiamento elettrico-termico, dati di campo non perfetti e obiettivo esplicito di supporto decisionale basato su una validazione quantitativa [6, 7]. In questo contesto, il contributo della presente tesi consiste nello sviluppo di un Digital Twin *physics-based* orientato a un caso industriale reale, nella definizione di una pipeline trasparente per dati, baseline e KPI, e nella distinzione metodologica tra variabili direttamente validate, input imposti e grandezze ricostruite da bilancio.

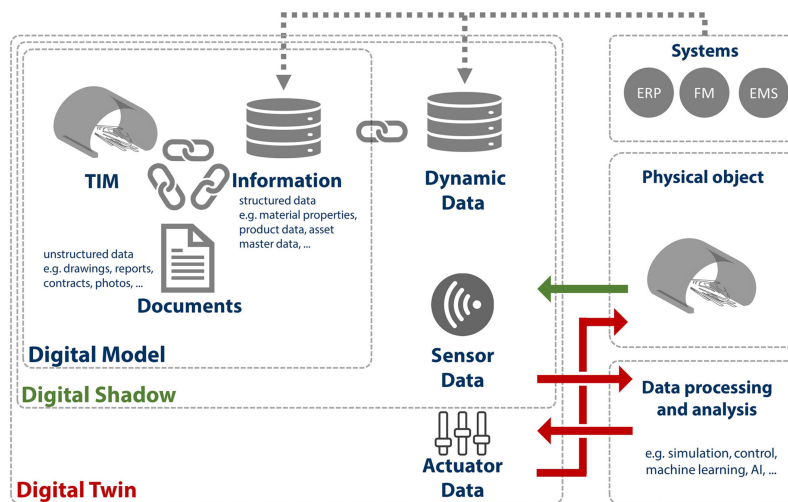


Figura 1.2: Digital Model, Digital Shadow e Digital Twin: differenze e livelli di integrazione modelli-dati.

1.4 Monitoraggio energetico e KPI

Il monitoraggio energetico consiste nella misura e nella raccolta sistematica delle grandezze energetiche (consumi, produzioni, potenze e profili temporali) al fine di descrivere in modo oggettivo il comportamento del sistema. Tuttavia, misurare non coincide con migliorare: il miglioramento richiede interpretazione dei dati, identificazione delle cause degli scostamenti e valutazione di azioni correttive o strategie operative alternative. In questo contesto, i sistemi di gestione dell'energia forniscono un riferimento metodologico utile, introducendo il concetto di prestazione energetica e di miglioramento continuo [10].

Nel seguito dell'elaborato, i KPI introdotti in questa sezione verranno *formalizzati* e calcolati in modo sistematico combinando i dati misurati con gli output del modello, così da garantire confronti ripetibili e trasparenti tra *baseline* e scenari. La definizione operativa dei KPI è riportata nel Capitolo 2, mentre le metriche di validazione del modello rispetto ai dati reali sono discusse nel Capitolo 5 e nel Capitolo 6.

Per rendere il monitoraggio utile al supporto decisionale è necessario definire un insieme limitato di Key Performance Indicators (*KPI*) che rappresentino in modo sintetico e confrontabile l'andamento del sistema. La definizione di indicatori e baseline energetiche

è inoltre affrontata in modo specifico dalla normativa tecnica, che propone criteri per l'uso di Energy Performance Indicators (*EnPI*) e linee guida per la costruzione di energy baselines [11]. In parallelo, nell'ottica di quantificazione dei risparmi, riferimenti di misura e verifica forniscono indicazioni su confini, periodi e coerenza del confronto [4].

Esempi di KPI rilevanti per sistemi multi-energia In un impianto multi-vettore, alcuni KPI risultano particolarmente significativi:

- **KPI elettrici:** quota di autoconsumo FV, autosufficienza elettrica, energia importata/esportata, profili di carico e picchi;
- **KPI termo-energetici:** energia termica utile totale e ripartizione tra generatori, indicatori di efficienza (COP della PdC, rendimento caldaie);
- **KPI di servizio:** capacità di mantenere set-point/temperature entro limiti prefissati, tempi di risposta e stabilità operativa;
- **KPI di confronto:** scostamenti rispetto a baseline (ad esempio differenze di energia o consumo combustibile) per la valutazione di scenari alternativi.

Il concetto di *baseline* è centrale: definisce un riferimento coerente rispetto al quale quantificare miglioramenti o peggioramenti in termini energetici, economici o emissivi. Nei capitoli successivi, KPI e baseline vengono utilizzati per confrontare scenari e discutere margini di miglioramento, mantenendo coerenza tra condizioni operative e confini di analisi.

1.5 Simulazione di processo per l'energia: focus su AVEVA Process Simulation

Un Digital Twin *model-based* può essere costruito tramite simulatori di processo, che permettono di descrivere il comportamento di un impianto attraverso bilanci di massa ed energia, relazioni termo-fluidodinamiche e vincoli operativi. In ambito energetico, tali strumenti risultano particolarmente utili per valutare consumi e rendimenti, studiare l'effetto di set-point e condizioni al contorno e sviluppare analisi *what-if* in tempi compatibili con esigenze di valutazione tecnica.

In questo lavoro, la modellazione viene implementata in AVEVA Process Simulation [9], scelto per la capacità di rappresentare sistemi complessi e supportare l'analisi di scenari multipli. È importante sottolineare che l'utilizzo di un simulatore richiede scelte modellistiche e assunzioni, nonché una fase di taratura/validazione rispetto alle condizioni attese o ai dati disponibili. Inoltre, un gemello digitale basato su simulazione non è necessariamente orientato a un impiego *real-time*: il valore risiede principalmente nella possibilità di effettuare confronti sistematici, analisi di sensitività e valutazioni *ex-ante*. Nel seguito, AVEVA è impiegato principalmente per la simulazione dinamica e per la rappresentazione delle logiche di regolazione, così da riprodurre vincoli e grandezze osservate e abilitare il confronto tra alternative operative.

Uso del simulatore nel contesto della tesi

- rappresentazione dei componenti principali e dei vincoli di esercizio;
- simulazione dinamica per descrivere la risposta del sistema a carichi e set-point variabili;

- parametrizzazione e confronto con dati reali per calibrazione e verifica di coerenza energetica;
- predisposizione del modello per simulazioni ripetute su scenari differenti.

1.6 Scenario analysis / What-if: metodologia

La variabilità operativa e l'incertezza sulle condizioni future rendono utile un approccio per scenari. In questa tesi l'analisi *what-if* consiste nel variare in modo controllato profili di domanda, disponibilità di generazione (ad es. FV) e strategie operative (set-point e ripartizione tra generatori), quantificando gli effetti sui KPI definiti nel Capitolo 2.

La definizione operativa degli scenari adottati e delle logiche di variazione dei parametri è riportata nel Capitolo 7.

Sintesi del capitolo

In questo capitolo sono stati introdotti i riferimenti concettuali e metodologici che motivano il lavoro: complessità dei sistemi multi-vettore, rilevanza di baseline e KPI, ruolo della validazione nei Digital Twin energetici e utilità di un approccio per scenari. Il quadro teorico discusso consente di collocare il contributo della tesi come sviluppo di un modello digitale validato, finalizzato al confronto tra condizioni operative e al supporto di decisioni energetiche su un impianto reale.

Capitolo 2

Dati e metodologia

Obiettivi del capitolo

Questo capitolo descrive i dati reali disponibili e la metodologia adottata per rendere confrontabili misure e simulazioni. L'obiettivo è definire un framework unico (segnali, KPI, baseline, convenzioni di calcolo e pipeline di preprocessing) da riutilizzare nei capitoli di validazione e negli scenari, evitando duplicazioni e garantendo coerenza dei confronti. In particolare, il capitolo formalizza: (i) l'insieme dei segnali e il loro livello di qualità/completezza, (ii) il processo di selezione di periodi rappresentativi, (iii) la gestione della diversa risoluzione temporale tra misure e simulazioni, e (iv) i KPI e le metriche usate per validazione e confronto rispetto a una baseline, in linea con riferimenti su Energy Management e misura/verifica dei risparmi [4, 10, 11].

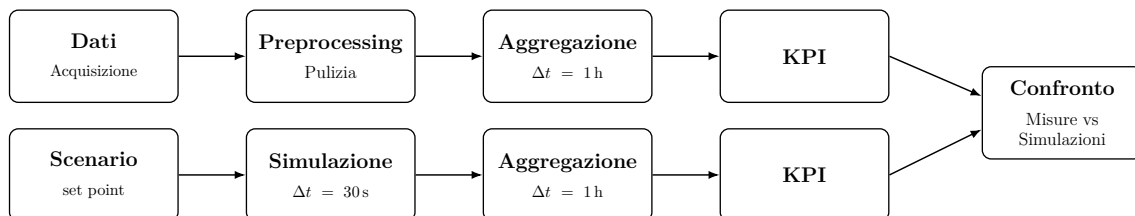


Figura 2.1: Workflow metodologico per la comparabilità tra dati misurati e simulazioni.

2.1 Dati disponibili, origine e qualità

Sono disponibili dati reali con risoluzione oraria relativi a:

- irradianza associata al fotovoltaico;
- energia prodotta dall'impianto fotovoltaico;
- richiesta elettrica complessiva dell'utenza;
- temperature di mandata e ritorno associate alle due vasche termiche;
- temperatura esterna oraria;
- profilo di carico termico richiesto associato alle vasche sul circuito secondario.

La presenza di misure orarie impone particolare attenzione a: completezza dei dati, coerenza delle unità, gestione dei mancanti e definizione di convenzioni univoche per il confronto. Inoltre, poiché la valutazione delle prestazioni e dei risparmi dipende in modo critico dal perimetro di misura e dalla consistenza del dataset, si adottano criteri di controllo qualità coerenti con pratiche di gestione dell'energia e di misura/verifica [4, 11].

Tabella 2.1: Sintesi dei segnali disponibili e utilizzo nel framework.

Segnale	Unità	Risoluzione	Uso
$G_{FV}(t)$	W/m ²	1 h	Ricostruzione impianto FV
E_{FV}	kWh	1 h	Produzione FV, KPI elettrici
P_{load}	kW	1 h	Carico elettrico sito, bilanci
T_{mand}	°C	1 h	Vincoli/set-point, validazione
T_{rit}	°C	1 h	Bilanci termici, validazione
T_{ext}	°C	1 h	Bilancio UTA, Pompa di Calore
Q_{load}	kW	1 h	Domanda Utenza termica , KPI termici

I segnali utilizzati nel presente lavoro provengono dal sistema di supervisione e acquisizione dati dello stabilimento (SCADA) e da misure di campo disponibili per i principali punti di interesse energetico. Per evitare assunzioni non documentate, l'analisi non fa affidamento su dettagli non verificabili dell'infrastruttura di misura e adotta un approccio basato su: (i) coerenza delle unità e dei segni, (ii) controllo di plausibilità dei range, (iii) verifica della continuità temporale e identificazione di eventuali discontinuità o campioni mancanti. Questa impostazione consente di mantenere tracciabile il perimetro informativo effettivamente disponibile e di impostare confronti coerenti tra misure e simulazioni, in linea con l'esigenza di definire confini e regole di calcolo ripetibili [4, 11].

Per coprire differenti regimi operativi, l'analisi viene condotta su quattro *settimane tipo* (inverno, primavera, estate, autunno). La selezione è stata effettuata adottando criteri espliciti, così da rendere tracciabile la costruzione della baseline osservata:

- **rappresentatività stagionale:** il profilo termico ed elettrico della settimana deve risultare coerente con il regime atteso per la stagione considerata;
- **completezza minima:** almeno il 95% dei campioni orari deve risultare disponibile per i segnali chiave e non devono essere presenti buchi consecutivi superiori a 2 h;
- **plausibilità fisica:** vengono esclusi intervalli con valori fuori range, inversioni di segno non giustificate o salti incompatibili con il funzionamento impiantistico;
- **coerenza operativa:** la settimana deve riflettere un regime di esercizio ordinario, evitando periodi anomali legati a fermi, avviamenti straordinari o manutenzioni evidenti.

Questa selezione permette di definire un insieme di periodi confrontabili che fungono da riferimento (baseline osservata) e, allo stesso tempo, consentono di testare il modello in condizioni differenti, secondo logiche coerenti con baseline ed EnPI. La settimana rappresenta un compromesso efficace tra robustezza statistica, leggibilità e capacità di includere sia variabilità intra-giornaliera sia differenze tra giorni lavorativi e giorni di minore attività [4, 11].

Prima dell'utilizzo, i dati vengono sottoposti a un pre-processing finalizzato a garantire coerenza temporale e qualità minima del segnale. Le operazioni adottate includono:

Tabella 2.2: Settimane tipo stagionali selezionate.

Stagione	Intervallo date	Motivazione sintetica
Inverno	[2025-12-01 – 2025-12-07]	carico alto, profilo stabile
Primavera	[2025-05-19 – 2025-05-25]	transizione, variabilità moderata
Estate	[2025-07-21 – 2025-07-27]	FV rappresentativo
Autunno	[2025-10-06 – 2025-10-12]	transizione, profili coerenti

- uniformazione di unità di misura, convenzioni di segno e formati temporali;
- verifica dei range plausibili e marcatura degli outlier evidenti;
- gestione dei valori mancanti con interpolazione *solo* per buchi brevi e fisicamente giustificabili; in caso contrario la finestra viene esclusa dal confronto;
- sincronizzazione dei timestamp tra segnali elettrici e termici prima dell’aggregazione dei KPI.

L’obiettivo non è “ripulire” artificialmente i dati, ma ottenere un dataset affidabile e tracciabile per calcoli energetici e confronti rispetto a una baseline, in coerenza con buone pratiche di misura/verifica [4].

Tabella 2.3: Regole operative di preprocessing adottate nel lavoro.

Controllo	Regola/soglia	Azione
Completezza finestra	almeno 95% di campioni validi	finestra ammessa al confronto
Buchi brevi	fino a 2 campioni orari consecutivi	interpolazione lineare, se fisicamente coerente
Buchi lunghi	oltre 2 campioni consecutivi	esclusione della finestra o della variabile dal confronto
Outlier di range	valori fuori limiti fisici o segni incoerenti	marcatura ed esclusione dal calcolo dei KPI
Sincronizzazione timestamp	time-alignamento su griglia oraria comune	confronto misure/simulazione abilitato

2.2 Impostazione delle simulazioni e confronto con dati orari

Il Digital Twin è simulato con passo temporale **30 s** in AVEVA Process Simulation [9].

La scelta di un passo sub-minutale è motivata dall’esigenza di rappresentare in modo stabile e continuo l’evoluzione dinamica del sistema, in particolare in presenza di componenti con inerzia termica e di logiche di regolazione (set-point, saturazioni e controlli) che possono generare transitori su scale inferiori all’ora. Un passo più grande renderebbe meno controllabile la risposta del modello e aumenterebbe il rischio di perdere variazioni significative tra uno stato e il successivo.

Poiché i dati reali disponibili hanno risoluzione **oraria**, per garantire confronti coerenti tra misure e simulazioni gli output del modello vengono **aggregati su base 1 h**. In particolare, si adottano regole univoche di aggregazione:

Tabella 2.4: Sintesi delle principali grandezze e della loro origine/risoluzione temporale.

Grandezza	Origine	Risoluzione/uso
Potenze e consumi elettrici	Misure impianto	Dati orari; confronto su aggregazione oraria
Temperature, portate e grandezze termiche disponibili	Misure impianto	Dati orari; validazione termica
Variabili di processo interne (stati, scambi, bilanci)	Digital Twin (AVEVA)	Simulazione a 30 s; aggregazione a 1 h per confronto
KPI energetici (gas, elettricità, autoconsumo, ecc.)	Post-processing	Calcolo su base oraria/giornaliera e su settimane tipo

- per le potenze e le grandezze istantanee si utilizza la media oraria,
- per le energie si utilizza l'integrale coerente con la definizione di kWh,
- per le temperature si utilizza la media oraria della grandezza misurata; gli indicatori di deviazione dal set-point (ad esempio deviazione media assoluta o tempo in banda) sono calcolati successivamente come KPI derivati.

Questa impostazione evita confronti non equivalenti dovuti a risoluzioni temporali differenti e rende tracciabile il calcolo dei KPI [4].

Inoltre, si definisce una convenzione univoca per import/export di rete:

$$P_{grid}(t) > 0 \Rightarrow \text{import}, \quad P_{grid}(t) < 0 \Rightarrow \text{export}. \quad (2.1)$$

2.3 KPI e definizione della baseline per i confronti

Nel seguito si utilizzano KPI per: (i) validare il modello rispetto ai dati reali, (ii) confrontare scenari. L'impostazione segue il principio di utilizzare un insieme ridotto ma informativo di indicatori, coerenti con EnPI e con una baseline formalizzata [4, 11].

2.3.1 KPI elettrici e fotovoltaici

- Irradianza media oraria: $G_{FV}(t)$ [W/m²]
- Energia FV prodotta: E_{FV} [kWh].
- Energia importata dalla rete: E_{grid}^{in} [kWh], energia esportata: E_{grid}^{out} [kWh].

Quando i dati lo consentono, si introduce l'autoconsumo FV. Una definizione comune è:

$$SC = \frac{E_{FV \rightarrow load}}{E_{FV}}, \quad (2.2)$$

dove $E_{FV \rightarrow load}$ è l'energia FV effettivamente utilizzata dai carichi interni (stimabile, ad esempio, da un bilancio con import/export e produzione FV, in funzione dei segnali disponibili). Per contesti applicativi e definizioni discusse in letteratura, si rimanda a [8].

2.3.2 KPI termici e delle vasche

- Energia termica richiesta sul perimetro: $E_{th,load,U1}$, $E_{th,load,U2}$ [kWh_{th}].
- Indicatori di servizio: media oraria (ed eventualmente min/max per valutare l'ampiezza delle oscillazioni).

$$\epsilon_T = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N |T_k - T_{sp}|. \quad (2.3)$$

Anche se il focus è energetico è stato inserito un KPI “di servizio” (temperatura) a dimostrazione che non è stata ottimizzata l'energia “rompendo” la qualità del servizio.

2.3.3 KPI della pompa di calore

- Energia elettrica assorbita dalla PdC: $E_{el,HP}$ [kWh].
- Energia termica prodotta dalla PdC: $E_{th,HP}$ [kWh_{th}].
- COP medio su periodo T :

$$COP_{avg} = \frac{E_{th,HP}}{E_{el,HP}}. \quad (2.4)$$

2.3.4 KPI delle caldaie a gas

- Consumo gas su periodo: V_{gas} [Sm³].
- Energia termica prodotta dalle caldaie: $E_{th,B}$ [kWh_{th}].
- Quota caldaie sul totale:

$$\phi_B = \frac{E_{th,B}}{E_{th,load}}. \quad (2.5)$$

2.3.5 Definizione della baseline e scostamenti per confronto

La baseline adottata nei confronti è definita come il comportamento osservato (settimana tipo) nelle condizioni reali selezionate, con confini e regole di calcolo coerenti. Il confronto tra scenario e baseline è espresso tramite scostamenti:

$$\Delta X = X^{scenario} - X^{baseline}. \quad (2.6)$$

Questa impostazione consente confronti tracciabili e ripetibili, coerenti con le logiche di baseline e M&V [4, 11].

2.3.6 Metriche d'errore

Per quantificare l'accordo tra simulazione e misure si utilizzano metriche standard come RMSE:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (y_k - \hat{y}_k)^2}. \quad (2.7)$$

A supporto dell'interpretazione, quando utile il RMSE è accompagnato da indicatori normalizzati rispetto alla media o al campo di variazione della grandezza, così da rendere confrontabili variabili con scale differenti.

2.4 Analisi di sensitività

Per valutare robustezza e interpretabilità del modello, il Digital Twin è stato predisposto anche per eventuali analisi di sensitività su:

- limiti di potenza e logiche di funzionamento dei generatori;
- set-point e strategie di ripartizione PdC/caldaie;
- parametri di controllo (es. PID) e saturazioni (valvole, limiti).

L'analisi può essere impostata in modo incrementale: una prima fase *one-at-a-time* per identificare i parametri più influenti, seguita da una sensibilità globale su un sottoinsieme ridotto, in coerenza con pratiche consolidate di sensitivity analysis [12].

Sintesi del capitolo

In questo capitolo sono stati descritti i dati disponibili (risoluzione oraria) e la pipeline metodologica adottata per garantire confronti coerenti tra misure e simulazioni. Sono state motivate la selezione delle settimane tipo stagionali e le scelte di preprocessing, oltre alla procedura di aggregazione degli output simulati (30 s) su base oraria. Infine, sono stati definiti KPI, baseline e metriche di validazione che costituiscono il riferimento comune per i capitoli successivi di calibrazione/validazione e per l'analisi per scenari.

Capitolo 3

Caso studio e descrizione dell'impianto

Obiettivi del capitolo e perimetro del caso studio

Questo capitolo presenta il caso studio analizzato nel presente elaborato con l'obiettivo di fornire una descrizione chiara (i) dell'architettura energetica dello stabilimento, (ii) dei principali componenti che ne determinano il comportamento energetico e (iii) dei dati reali disponibili. Vengono inoltre introdotti il perimetro di analisi, le variabili fisiche osservabili e i vincoli operativi che guidano sia la costruzione del modello sia la definizione degli scenari di simulazione. Tali elementi costituiscono la base per lo sviluppo del *Digital Twin* (Capitolo 4) e per l'analisi *what-if* (Capitolo 7).

Perimetro impiantistico e vettori energetici Lo stabilimento è caratterizzato da:

- generazione elettrica da fonte fotovoltaica (FV) ripartita in tre sezioni dell'edificio;
- generazione elettrica tramite cogeneratore, considerato nel presente lavoro limitatamente al contributo elettrico;
- produzione termica tramite pompa di calore (PdC) *aria-acqua*;
- produzione termica integrativa tramite tre caldaie a gas disposte in serie;
- utenze termiche alimentate tramite rete idronica, con domanda variabile nel tempo e vincoli di set-point.

La configurazione complessiva è coerente con le problematiche tipiche di impianti orientati all'autoconsumo elettrico e alla gestione integrata dei vettori energetici [8, 13, 14, 15, 16, 17].

Confine di analisi e semplificazioni Il perimetro energetico include: generazione FV e cogenerativa lato elettrico, scambio con la rete, assorbimento della PdC e generazione termica complessiva (PdC + caldaie) trasferita al circuito secondario (Figura 3.1).

Sono invece esclusi dal perimetro: le dinamiche ad alta frequenza non osservabili nel dataset, i dettagli di supervisione non necessari agli obiettivi del lavoro e le modellazioni termo-fluidodinamiche di dettaglio non identificabili in modo robusto (ad esempio perdite distribuite o inerzie locali non misurate). Tali scelte mantengono un livello di complessità

coerente con lo scopo della tesi: ottenere un modello affidabile per confronti energetici e analisi per scenari.

Il dataset copre un orizzonte annuale con risoluzione oraria. Il regime operativo prevalente è feriale; le settimane tipo selezionate includono comunque anche i giorni di minore attività, così da rappresentare il comportamento reale del sito su un ciclo settimanale completo.

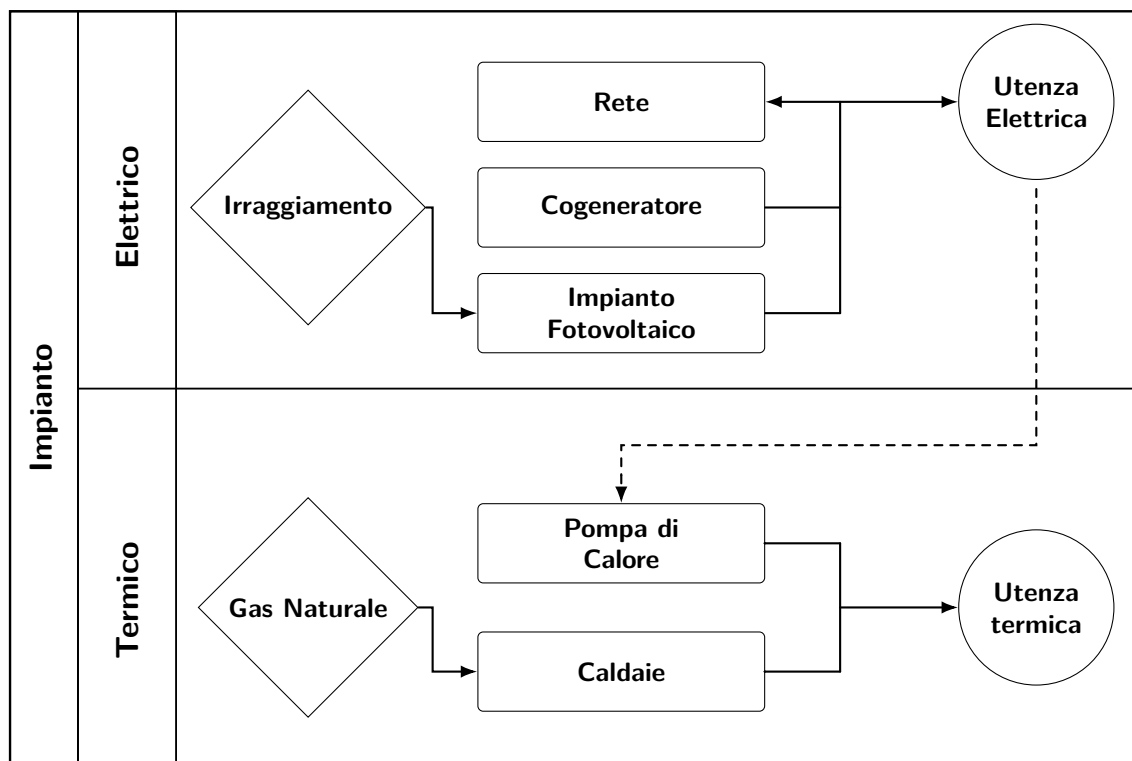


Figura 3.1: Perimetro del caso studio e principali flussi energetici tra dominio elettrico e dominio termico (schema a blocchi).

3.1 Architettura energetica dell'impianto

Lo stabilimento presenta una struttura multi-energia in cui il dominio elettrico e quello termico risultano interdipendenti. La generazione elettrica locale (FV e cogeneratore) contribuisce al bilancio del sito e può alimentare parte dei carichi elettrici; tra questi, la pompa di calore è un elemento chiave poiché converte energia elettrica in energia termica, creando un collegamento diretto tra disponibilità elettrica (e.g., variabilità FV) e copertura del fabbisogno termico.

Dal punto di vista termico, l'impianto è organizzato su un circuito **secondario** che include due vasche di accumulo mantenute a temperatura di set-point, e alimenta i carichi termici (tra cui la batteria calda dell'UTA). La generazione termica è affidata a circuiti **primari** (PdC e tre caldaie in serie) che trasferiscono potenza termica al secondario tramite scambiatori.

3.1.1 Dominio elettrico

Nel dominio elettrico (Figura 3.2), i flussi principali sono:

- produzione FV: potenza istantanea $P_{FV}(t)$ ed energia E_{FV} ;
- produzione cogeneratore (solo elettrica): potenza $P_{Cog}(t)$ ed energia E_{Cog} ;
- scambio con rete: potenza di import/export $P_{grid}(t)$ ed energie E_{grid}^{in} e E_{grid}^{out} ;
- carichi elettrici del sito: $P_{load,el}(t)$;

La generazione FV è dimensionata principalmente per l'autoconsumo, con possibilità di immissione in rete in caso di surplus [8]. Nel seguito, l'interazione tra FV e PdC è considerata in termini di bilancio energetico: quando disponibile, parte della produzione locale può contribuire a coprire l'assorbimento elettrico della PdC, riducendo l'energia importata dalla rete.

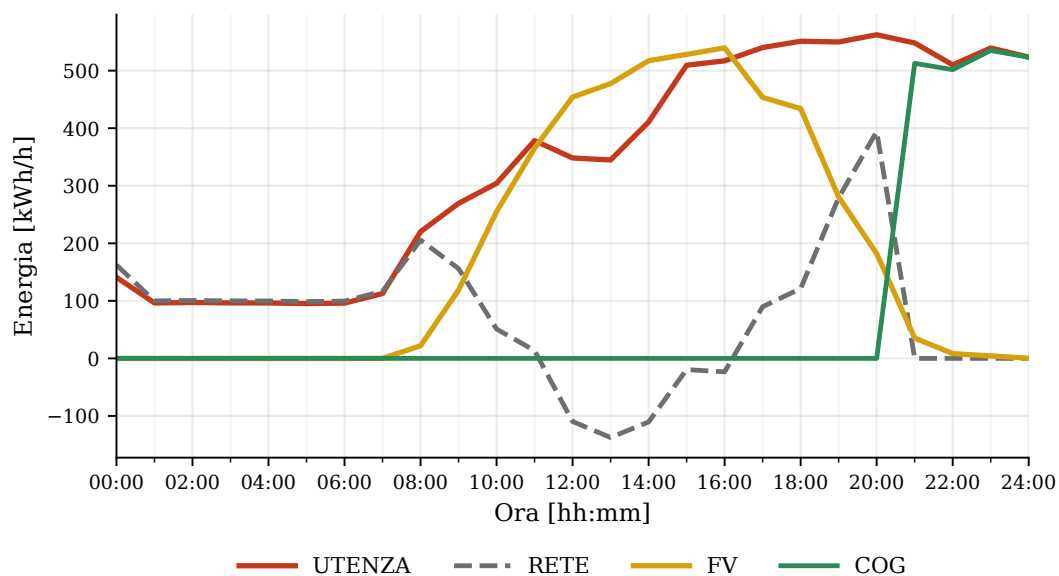


Figura 3.2: Esempio di profilo elettrico giornaliero [07/07/2025]: produzione FV, produzione COG, carico elettrico e scambio con rete.

3.1.2 Dominio termico

Nel dominio termico, la funzione primaria è mantenere le vasche di accumulo U1 e U2 alla temperatura di set-point T_{sp} (pari a $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ nel caso in esame) e soddisfare i carichi termici dello stabilimento (tra cui la batteria calda dell'UTA) attraverso il circuito secondario. Il circuito secondario svolge quindi il ruolo di rete di distribuzione e accumulo; la generazione termica è affidata ai circuiti primari (PdC e caldaie) che cedono potenza al secondario tramite scambiatori (Figura 3.3).

Le grandezze di interesse includono:

- assorbimento elettrico della PdC: potenza $P_{HP}(t)$ ed energia $E_{el,HP}$;
- potenza termica ceduta dalla PdC al secondario: $Q_{HP}(t)$ ed energia $E_{th,HP}$;
- potenza termica ceduta dalle caldaie (in serie): $Q_{B1}(t)$, $Q_{B2}(t)$, $Q_{B3}(t)$ ed energia $E_{th,B}$;

- carico termico richiesto sul secondario: $Q_{load}(t)$, inteso come potenza termica richiesta dalle utenze (es. UTA) e/o come richiesta equivalente necessaria a mantenere U1-U2 al set-point;
- temperature caratteristiche del secondario (mandata/ritorno e/o temperature vasche) e, ove disponibili, portate e potenze termiche misurate.

La presenza di tre caldaie in serie suggerisce una gestione del salto termico su più stadi: ciascuna caldaia contribuisce ad aumentare progressivamente la temperatura del fluido termovettore fino al valore richiesto dal secondario. Questa configurazione offre flessibilità nel raggiungimento di set-point elevati, ma introduce anche vincoli sulle condizioni di ingresso/uscita degli stadi e sulla ripartizione dei contributi, con impatto su efficienza e consumi.

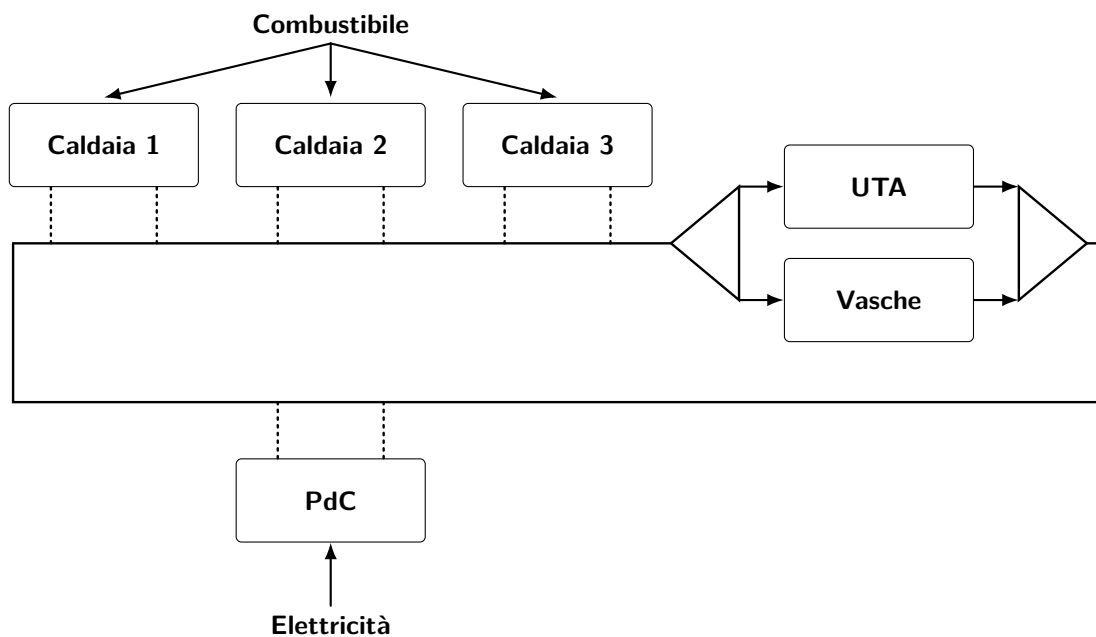


Figura 3.3: Schema semplificato del circuito termico (Caldaie, PdC e Utente).

3.2 Componenti principali

In questa sezione si descrivono i componenti che determinano in modo predominante il comportamento energetico del sistema e che sono centrali per lo sviluppo del Digital Twin.

3.2.1 Generazione fotovoltaica

L'impianto fotovoltaico ha potenza nominale complessiva $P_{FV,nom} = 900 \text{ kWp}$, ripartita su tre sezioni (una per tetto). La produzione elettrica varia nel tempo in funzione di condizioni ambientali e stagionalità. I dati disponibili includono misure orarie utilizzate per valutare: (i) la variabilità della generazione, (ii) la quota autoconsumata e (iii) l'eventuale surplus immesso in rete.

Tabella 3.1: Ripartizione dell'impianto FV in sezioni (valori nominali e note impiantistiche).

Sezione	Potenza nominale [kWp]	Note (orientamento/inclinazione)
Tetto 1	50	Azimut 135° , Tilt 39°
Tetto 2	625	Azimut 180° , Tilt 39°
Tetto 3	225	Azimut 225° , Tilt 39°

3.2.2 Pompa di calore aria-acqua

La pompa di calore installata è di tipo *aria-acqua* ed è impiegata per trasferire calore da un circuito sorgente al circuito lato caldo che alimenta il secondario tramite scambiatore. Le grandezze principali considerate sono:

- potenza termica utile $Q_{HP}(t)$ e temperatura massima $T_{HP,max}$;
- potenza elettrica assorbita $P_{HP}(t)$;
- coefficiente di prestazione:

$$COP(t) = \frac{Q_{HP}(t)}{P_{HP}(t)}. \quad (3.1)$$

Nel presente capitolo si adotta soltanto la definizione generale di COP. La relazione prestazionale effettivamente utilizzata nel modello, dipendente dalle temperature lato freddo e lato caldo e calibrata sui dati disponibili, è introdotta nel Capitolo 4.

Il COP dipende dalle condizioni operative e dalla temperatura esterna, osservabile in Figura 3.4. Nel presente capitolo si riportano le definizioni, mentre l'uso operativo del COP (calcolo da dati e utilizzo nel modello) viene dettagliato nei capitoli dedicati a metodologia e modellazione.

Non sono disponibili dati nominali sulla pompa di calore.

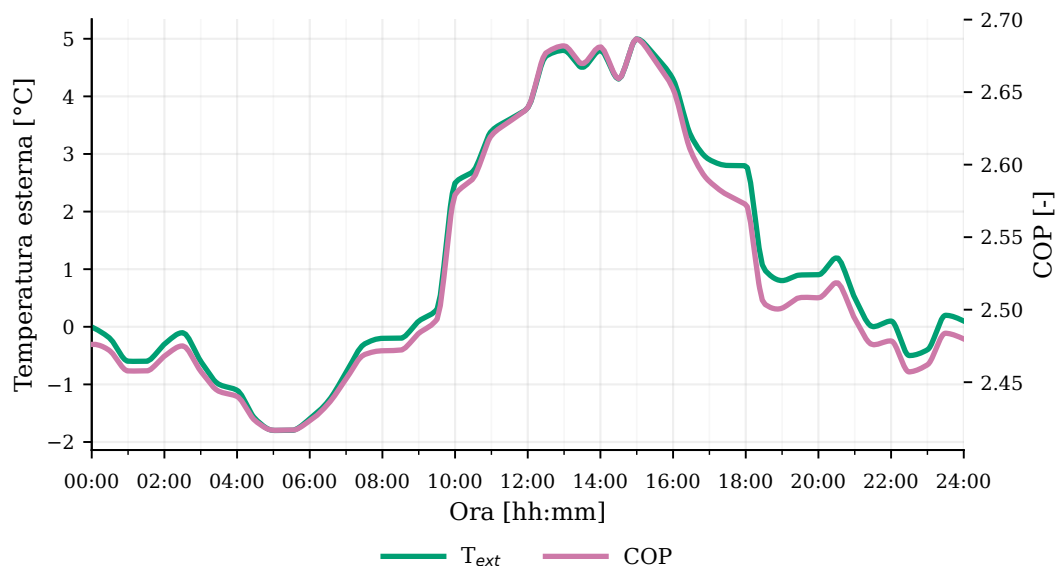


Figura 3.4: Esempio di rappresentazione delle prestazioni della PdC in termini di COP e Temperatura Esterna del giorno 14/01/2025.

3.2.3 Caldaie a gas in serie

Il sistema include tre caldaie alimentate a gas naturale disposte in serie lungo la linea di generazione termica. La disposizione in serie può essere interpretata come una suddivisione del salto termico in più stadi: ciascun generatore contribuisce a incrementare la temperatura del fluido termovettore rispetto allo stadio precedente fino al valore richiesto dal secondario. Ogni caldaia ha una **potenza nominale di 385 kW**.

Per ciascuna caldaia $i \in \{1, 2, 3\}$ risultano di interesse:

- potenza termica utile $Q_{Bi}(t)$ e limiti operativi (min/max);
- consumo combustibile;
- rendimento η_{Bi} .

Non sono disponibili i dati relativi al consumo del gas ed ai rispettivi stati di funzionamento.

3.3 Reti idroniche e variabili fisiche di interesse

Per descrivere coerentemente il comportamento termico dell'impianto si definiscono le grandezze fisiche principali e le relazioni tra misure di temperatura, portata e potenza termica. Le variabili considerate includono:

- temperatura di mandata $T_{mand}(t)$ e temperatura di ritorno $T_{rit}(t)$ sui collettori e sulle vasche di accumulo;
- portata volumetrica $\dot{V}(t)$ del fluido termovettore;
- potenza termica istantanea $Q_{th}(t)$ ed energia termica E_{th} su un intervallo.

Dato che sono disponibili contatori di calore, tali strumenti vengono utilizzati come riferimento per analisi e validazione.

3.4 Dati disponibili: sintesi e punti di misura

I dati disponibili e la pipeline di pre-processing sono descritti in dettaglio nel Capitolo 2. In questo capitolo si riassumono i soli segnali necessari a collegare l'architettura impiantistica ai confronti modello-dati, e si esplicitano i punti di misura rilevanti.

Tabella 3.2: Principali variabili disponibili nel dataset.

Tag/Variabile	Descrizione	Unità	Freq.	Note
$G_{FV}(t)$	Irradianza FV	W/m ²	1h	misurata
$P_{load,el}$	Carico elettrico sito	kW	1h	misurata
\dot{V}_p	Portata primario	m ³ /h	costante	costante
\dot{V}_s	Portata secondario	m ³ /h	costante	costante
T_{ext}	Temperatura esterna	°C	1h	misurata
T_{mand}	Temperatura mandata secondario	°C	1h	misurata
T_{rit}	Temperatura ritorno secondario	°C	1h	misurata
Q_{U1}	Potenza termica vasca U1	kW	1h	misurata
Q_{U2}	Potenza termica vasca U2	kW	1h	misurata

3.5 Vincoli operativi e logiche di funzionamento

La definizione di vincoli operativi realistici è necessaria per assicurare che le strategie analizzate risultino effettivamente applicabili e non compromettano la qualità del servizio termico. Nel caso in esame, i principali vincoli possono essere sintetizzati come segue:

- **Vincoli sugli accumuli:** mantenimento delle vasche U1–U2 in prossimità del set-point T_{sp} , con controllo delle deviazioni ammissibili.
- **Vincoli di comfort/servizio:** mantenimento della temperatura interna servita dall'UTA attorno al set-point $T_{sp,air}$, compatibilmente con le condizioni esterne e con la domanda.
- **Vincoli sui generatori:** limiti di potenza e di funzionamento delle caldaie (ad esempio $Q_{B,max}$ e massime temperature conseguibili), che definiscono l'intervallo operativo disponibile per la copertura dei picchi.
- **Logiche di integrazione/backup:** attivazione delle caldaie come supporto alla PdC quando quest'ultima non è in grado di garantire il set-point richiesto o in presenza di carichi elevati.

3.6 Sintesi e collegamento al Digital Twin

In sintesi, il caso studio riguarda uno stabilimento multi-energia in cui la gestione integrata di generazione elettrica (FV e cogenerazione) e generazione termica (PdC e caldaie) è determinante per le prestazioni complessive. La presenza di accumuli sul secondario (U1–U2) e di carichi termici ripartiti introduce vincoli di set-point e dinamiche di regolazione che devono essere riprodotte dal modello.

Nel Capitolo 4 vengono presentate la metodologia di sviluppo del Digital Twin e l'implementazione in AVEVA Process Simulation, con attenzione alle assunzioni e ai criteri di coerenza utilizzati. Nel Capitolo 7 vengono definiti gli scenari *what-if* e discussi i risultati in termini di prestazioni energetiche, rispetto dei vincoli di servizio e margini di miglioramento.

Capitolo 4

Sviluppo del Digital Twin e implementazione in AVEVA Process Simulation

4.1 Obiettivi del capitolo e approccio metodologico

Questo capitolo descrive la metodologia adottata per sviluppare il *Digital Twin* dell'impianto oggetto di studio e la sua implementazione in AVEVA Process Simulation [9, 18]. L'obiettivo è costruire un modello *model-based* coerente con il comportamento operativo osservato, utilizzabile sia per la validazione rispetto ai dati reali sia per analisi *what-if* tramite variazioni controllate di input e set-point.

In particolare, il modello è finalizzato a:

- rappresentare i flussi elettrici rilevanti (produzione FV e cogenerazione, scambio con rete), con attenzione al collegamento con il dominio termico tramite l'assorbimento elettrico della pompa di calore;
- rappresentare i principali flussi termici (pompa di calore, caldaie in serie, UTA, rete secondario/utenze) e i vincoli di servizio (set-point);
- produrre output confrontabili con le misure mediante la stessa logica di aggregazione temporale e gli stessi KPI definiti nel Capitolo 2;
- predisporre una struttura parametrica (senza modificare la topologia) per eseguire scenari in modo ripetibile.

L'approccio seguito può essere sintetizzato nei seguenti passi:

1. definizione del perimetro e delle variabili osservabili (Capitolo 3) e formalizzazione di segnali/KPI/baseline (Capitolo 2);
2. costruzione della topologia in AVEVA e selezione dei modelli dei componenti (secondario, primari, utenze);
3. parametrizzazione iniziale sulla base di informazioni tecniche disponibili e dei range operativi riscontrabili nel dataset;
4. calibrazione e verifica di coerenza energetica rispetto ai dati reali (rimando ai capitoli di validazione);
5. predisposizione di input e set-point per l'esecuzione di simulazioni di scenario.

4.2 Perimetro del modello e livello di dettaglio

Il Digital Twin sviluppato in questo lavoro adotta un livello di dettaglio coerente con lo scopo della tesi: garantire confronti energetici affidabili e ripetibili (baseline vs scenari) evitando complessità modellistiche non giustificate dai dati disponibili. Il compromesso adottato privilegia:

- **accuratezza energetica** (bilanci termici e prestazioni coerenti);
- **manutenibilità** (parametri tracciabili e struttura riusabile per scenari);
- **efficienza computazionale** (simulazioni multiple su settimane rappresentative).

Dominio elettrico. La parte elettrica (produzione FV, cogenerazione, carico elettrico aggregato e scambio con rete) è trattata a livello di bilancio energetico, utilizzando i profili disponibili e una convenzione univoca dei segni (Capitolo 2). Il collegamento fisico essenziale con il termico è l'assorbimento elettrico della pompa di calore $P_{HP}(t)$.

Dominio termico. La parte termica è modellata in modo esplicito includendo il circuito secondario con accumuli (U1, U2) e utenze (UTA), circuiti primari di generazione (PdC aria-acqua e caldaie a gas in serie) accoppiati al secondario tramite scambiatori e infine variabili di esercizio e vincoli di servizio (temperature, set-point, ripartizione tra generatori) coerenti con quanto osservabile nel dataset.

4.3 Integrazione con il dominio elettrico

Nel modello, la sezione elettrica è impostata per riprodurre la struttura di generazione locale e consentire il calcolo di grandezze utili ai KPI (ad esempio energia prodotta da FV, energia importata/esportata, quota autoconsumata quando ricostruibile). L'impianto fotovoltaico è finalizzato principalmente all'autoconsumo (cfr. Capitolo 2), mentre il cogeneratore contribuisce al bilancio elettrico con limiti di modulazione.

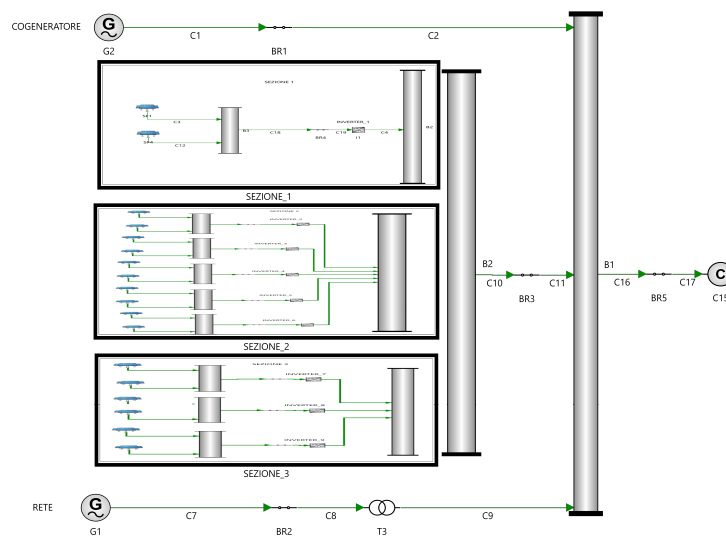


Figura 4.1: Layout dell'impianto fotovoltaico implementato in AVEVA.

4.3.1 Fotovoltaico: sezioni e parametrizzazione

L'impianto FV è suddiviso in tre sezioni (una per ciascuna porzione di copertura). In AVEVA, ciascuna sezione è modellata tramite moduli fotovoltaici e componenti di conversione e connessione (inverter e breaker) utili a rappresentare condizioni operative differenti (ad esempio esclusione di una sezione per manutenzione o indisponibilità). Le potenze installate per ciascun tetto sono riportate nella Tabella 3.1.

All'interno del modello sono stati assegnati i parametri caratteristici dei moduli (Tabella 4.1). Inoltre, sulle rispettive sezioni sono stati caricati i profili disponibili di irradianza/irraggiamento (a seconda della definizione nel dataset), utilizzati come condizione al contorno per riprodurre la variabilità reale della produzione.

Tabella 4.1: Parametri utilizzati per la modellazione dell'impianto fotovoltaico.

Parametro	Unità	Valore	Descrizione
A	m^2	2.384	Superficie del singolo modulo FV
η	–	0.23	Rendimento nominale del modulo
α_P	$\%/^{\circ}C$	-0.34	Coefficiente termico della potenza
T_{ref}	$^{\circ}C$	25	Temperatura di riferimento (STC)
V_{out}	V	380	Tensione di uscita inverter (AC)

4.3.2 Cogeneratore, rete e ricostruzione dello scambio

In parallelo al FV è presente un cogeneratore modellato come generatore elettrico con potenza massima pari a **600 kW**. Nel presente lavoro si assume inoltre un vincolo di modulazione tale che il funzionamento stabile avvenga per carichi non inferiori al **70%** della potenza massima, in modo da rappresentare un campo di esercizio di ottimo.

Il collegamento alla rete è rappresentato includendo anche il trasformatore, così da considerare un allacciamento coerente con il sistema e perdite localizzate.

Dal punto di vista del bilancio, sono disponibili i profili di carico elettrico e produzione (FV e cogeneratore), pertanto lo scambio con rete può essere ricostruito coerentemente con la convenzione dei segni adottata (import/export), come descritto nel Capitolo 2. Nel modello, tale ricostruzione è usata per produrre serie temporali e KPI confrontabili; un esempio qualitativo di confronto sui profili elettrici è richiamato in Figura 3.2.

4.4 Integrazione con il dominio termico: struttura impiantistica in AVEVA

Il dominio termico è implementato rappresentando in modo esplicito un circuito **secondario** di distribuzione e i circuiti **primari** di generazione che cedono calore al secondario tramite scambiatori. La struttura include:

- **primario PdC**: blocco pompa di calore aria-acqua e circuito di ricircolo;
- **primario caldaie**: tre caldaie a gas in serie, con componenti ausiliari (pompe, splitter, valvole) e logiche di regolazione;
- **Circuito Secondario**: rete idronica che include le due vasche (U1, U2), i collettori (HDR1/HDR2) e l'utenza UTA;

- **Accoppiamento primari–secondario:** scambiatori che trasferiscono potenza termica dai generatori al circuito secondario;
- **UtENZE:** rappresentazione della domanda e dei vincoli di temperatura necessari a mantenere il servizio.

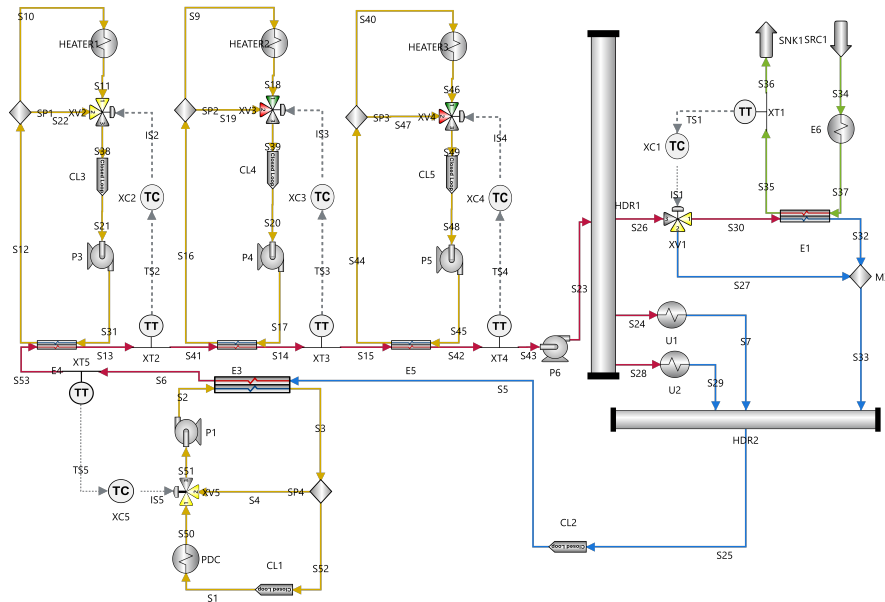


Figura 4.2: Implementazione del dominio termico in AVEVA (vista d'insieme).

Il modello è predisposto per simulazioni parametriche: la topologia rimane invariata e variano profili di carico, condizioni al contorno e set-point, così da mantenere confronti ripetibili tra baseline e scenari.

4.5 Modellazione della pompa di calore aria-acqua

La pompa di calore è modellata come convertitore energetico tra circuito sorgente (lato freddo) e circuito utenze (lato caldo), con potenza termica utile $Q_{HP}(t)$ e assorbimento elettrico $P_{HP}(t)$. Il coefficiente di prestazione è definito come:

$$COP(t) = \frac{Q_{HP}(t)}{P_{HP}(t)}. \quad (4.1)$$

Operativamente, la PdC è implementata a partire da un blocco di riscaldamento (*heater*) integrato con:

- calcolo del COP in funzione delle variabili di ingresso;
- applicazione dei profili orari di temperatura esterna come condizione al contorno;
- limite superiore di sicurezza sulla temperatura di uscita pari a **77 °C**, utilizzato come saturazione e non come set-point fisso;
- pompa di ricircolo sul primario, con pressione di mandata fissata a **3 bar**.
- portata volumetrica di **30.000 m³/h** di acqua.

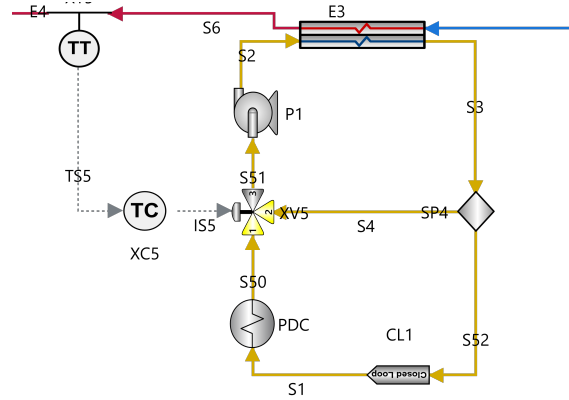


Figura 4.3: Dettaglio del circuito primario(PdC): componenti ausiliari e regolazione.

Tabella 4.2: Parametri utilizzati per la modellazione della pompa di calore.

Parametro	Unità	Valore	Descrizione
T_{out}^{max}	°C	77	Limite superiore di temperatura nel modello
$T_{ext}(t)$	°C	Curva	Profilo orario di temperatura esterna (dato di input)
p_{out}	bar	3	Pressione di mandata sul primario PdC
\dot{V}	m^3/h	30.000	Portata volumetrica al circuito PdC

4.6 Modellazione delle caldaie a gas in serie e logiche di controllo

Le tre caldaie a gas sono rappresentate come tre stadi di riscaldamento successivi lungo la linea del fluido termovettore (acqua). Ogni stadio i fornisce una potenza termica utile $Q_{B,i}(t)$ soggetta a limiti operativi e a un rendimento $\eta_{B,i}$, che può essere modellato come costante o dipendente da una curva di carico in funzione della potenza relativa.

4.6.1 Consumo di combustibile e rendimento

Per collegare la potenza termica utile al consumo di combustibile si utilizza una formula energeticamente coerente. In termini di potenza primaria del combustibile:

$$\dot{E}_{fuel,i}(t) = \frac{Q_{B,i}(t)}{\eta_{B,i}(t)}, \quad (4.2)$$

dove $\dot{E}_{fuel,i}$ è espressa in kW_{fuel} . Per esprimere il consumo in termini volumetrici (Sm^3/h), si introduce il potere calorifico inferiore LHV (in kWh/Sm^3 oppure MJ/Sm^3 con conversione coerente) e si ottiene:

$$\dot{V}_{fuel,i}(t) = \frac{\dot{E}_{fuel,i}(t)}{LHV}. \quad (4.3)$$

Su un intervallo temporale, l'energia primaria consumata si ottiene integrando nel tempo.

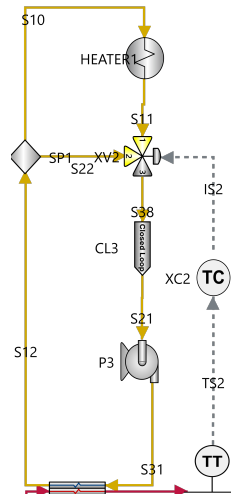


Figura 4.4: Dettaglio del circuito primario (caldaie): componenti ausiliari e regolazione.

Tabella 4.3: Parametri utilizzati per la modellazione delle caldaie a gas.

Parametro	Unità	Valore	Descrizione
LHV	MJ/Sm ³	35	Potere calorifico inferiore (assunzione di conversione)
$Q_{B,i,max}$	kW	385	Potenza massima per caldaia
$\eta_{B,i}(t)$	–	Curva	Curva di efficienza della caldaia (funzione del carico)

4.6.2 Motivazione della configurazione in serie

La disposizione in serie è rilevante quando è necessario raggiungere temperature di mandata elevate o quando vincoli intermedi condizionano l'attivazione progressiva degli stadi. Nel modello, l'effetto della serie è mantenuto garantendo:

- coerenza tra temperatura in uscita di uno stadio e temperatura in ingresso dello stadio successivo;
- possibilità di limitare o escludere il contributo di uno stadio per analisi di scenario;
- attivazione progressiva coerente con logiche operative (ad esempio crescita della richiesta e necessità di supporto alla PdC).

4.6.3 Componenti ausiliari e regolazione (PID e valvola a tre vie)

All'interno del primario caldaie sono presenti componenti ausiliari (pompa di ricircolo, splitter e valvola a tre vie) finalizzati a rappresentare una regolazione realistica della temperatura sul secondario. In particolare, la valvola a tre vie è comandata da un controllore PID, secondo modalità coerenti con la documentazione AVEVA [19].

Il controllo è impostato in modo che la temperatura sul lato secondario (misurata a valle dello scambiatore associato allo stadio considerato) segua un set-point di riferimento coerente con i vincoli di esercizio del secondario. Nei casi di taratura è stato assunto come riferimento un valore nominale di **70 °C** per la parte alta del range operativo. Quando la temperatura tende a superare il set-point, il PID modifica l'apertura della valvola a tre vie, introducendo un bypass sul primario: una quota di portata non rientra nel

percorso destinato alla caldaia, riducendo l'energia trasferita e stabilizzando la temperatura sul secondario. Questa logica permette di evitare sovratemperature e di ottenere un comportamento dinamico stabile durante la simulazione.

Tabella 4.4: Parametri di regolazione utilizzati per PID e valvola a tre vie (schema concettuale).

Parametro	Unità	Valore	Descrizione
T_{sp}	°C	70	Set-point di controllo sul secondario
K_p	–	0.2	Guadagno proporzionale PID
T_i	s	60	Tempo integrativo PID
T_d	s	4	Tempo derivativo PID (se usato)
u_{\min} / u_{\max}	%	0 / 100	Saturazioni comando valvola

4.7 Domanda termica, UTA e bilanci energetici

Il modello deve riprodurre la domanda termica e i vincoli di servizio associati a vasche e UTA. In funzione delle informazioni disponibili, la domanda può essere gestita tramite:

- **carico imposto:** $Q_{load}(t)$ assegnato al modello, imponendo ai generatori la copertura della richiesta rispettando i vincoli di temperatura;
- **vincoli termo-idraulici:** imponendo temperature e portate, ricavando la potenza richiesta tramite relazione energetica.

Quando temperatura e portata sono disponibili, il carico può essere espresso come:

$$Q_{load}(t) = \dot{m}(t) c_p (T_{mand}(t) - T_{rit}(t)), \quad (4.4)$$

con c_p assunto costante nel range di funzionamento considerato (assunzione esplicitata in Sezione 4.8).

Nel presente lavoro, sulla base dei dati disponibili, nel modello sono stati inseriti:

- i profili orari di richiesta termica associati alle vasche (U1 e U2), utilizzati come vincolo per la regolazione dei generatori;
- le condizioni climatiche per rappresentare il comportamento dell'UTA in relazione a un set-point interno $T_{sp,air}$, con regolazione tramite valvola a tre vie e PID (logica analoga a quella descritta per il secondario caldaie).

4.7.1 Controllo di coerenza energetica

Un controllo fondamentale riguarda la coerenza del bilancio energetico sul dominio termico:

$$Q_{HP}(t) + \sum_{i=1}^3 Q_{B,i}(t) \approx Q_{load}(t) + Q_{loss}(t), \quad (4.5)$$

dove $Q_{loss}(t)$ rappresenta perdite equivalenti o scostamenti dovuti a semplificazioni modellistiche. Quando le perdite non sono direttamente misurabili, esse possono essere stimate con un termine equivalente calibrabile, purché la scelta sia coerente e dichiarata e il modello rimanga confrontabile con i dati reali.

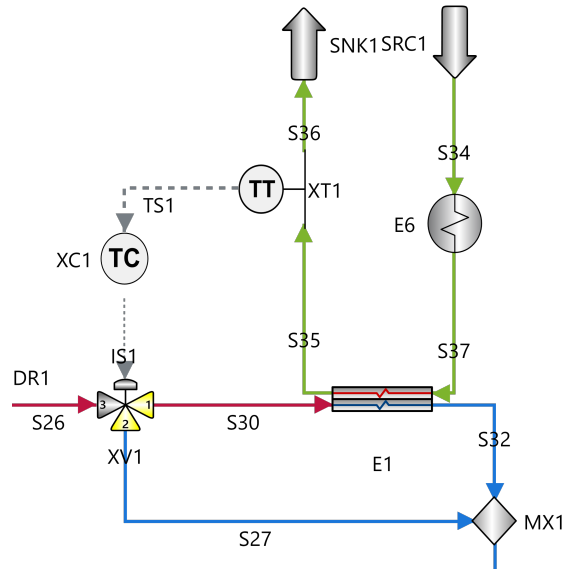


Figura 4.5: Dettaglio del blocco UTA e della regolazione associata.

4.8 Parametrizzazione iniziale e assunzioni

La parametrizzazione iniziale del modello è stata costruita integrando tre fonti principali: (i) specifiche tecniche disponibili (valori nominali e vincoli), (ii) dataset di misura (range operativi, profili stagionali, set-point osservati), e (iii) ipotesi semplificative necessarie a garantire la chiusura del modello quando un dettaglio non risulta documentato o osservabile.

All'interno di questo impianto metodologico, sono state adottate alcune assunzioni di riferimento. Le proprietà termo-fisiche del fluido termovettore sono state considerate costanti nel range operativo (ad esempio c_p costante). Il rendimento delle caldaie è stato rappresentato tramite una legge semplificata (costante o dipendente dal carico relativo), mentre il comportamento della pompa di calore è stato descritto mediante una relazione per il COP dipendente dalle temperature disponibili, così da catturare l'effetto delle condizioni al contorno sulla prestazione senza introdurre un'eccessiva complessità parametrica.

Per quanto riguarda gli scambiatori a piastre, è stata adottata una modellazione a dettaglio progressivo, calibrata sull'obiettivo di riprodurre correttamente lo scambio di potenza e garantire la coerenza delle portate rispetto ai profili imposti. Infine, sono state trascurate le dinamiche molto rapide rispetto alla risoluzione temporale del dataset; tuttavia, per ragioni di stabilità numerica e per una risposta dinamica più realistica, il modello è stato integrato con un passo simulativo sub-minutale.

4.9 Calibrazione e validazione rispetto ai dati reali

La disponibilità di misure reali consente di calibrare il modello e validarlo quantitativamente su periodi rappresentativi. L'obiettivo non è una coincidenza perfetta punto-a-punto, ma la riproduzione coerente di:

- livelli medi e variabilità dei flussi energetici e termici;
- risposta del sistema a variazioni di carico e set-point;
- ripartizione realistica tra PdC e caldaie in condizioni stagionali differenti.

La calibrazione è stata condotta in modo sequenziale, così da limitare compensazioni spurie tra parametri:

1. verifica dell'importazione dei profili e della coerenza dei bilanci elettrici di base (carico, FV, cogeneratore, convenzioni di segno);
2. taratura dei parametri equivalenti del dominio termico maggiormente osservabile, in particolare accumuli, perdite equivalenti e limiti dei generatori;
3. regolazione della legge prestazionale della PdC e della curva climatica, imponendo coerenza con i range di temperatura misurati;
4. affinamento dei parametri di controllo (PID, saturazioni valvole, priorità di attivazione) fino a ottenere tracking stabile del set-point senza oscillazioni persistenti.

Per ogni iterazione si sono confrontati KPI energetici, RMSE sulle grandezze osservabili e chiusura dei bilanci; la procedura è stata considerata soddisfacente quando ulteriori modifiche dei parametri producevano miglioramenti marginali e non alteravano la plausibilità fisica della ripartizione tra generatori. La procedura di confronto (aggregazione oraria, KPI, metriche d'errore MAE/RMSE e, ove utile, indicatori normalizzati) è definita nel Capitolo 2. I risultati di validazione elettrica e termica sono discussi nei capitoli dedicati. Il confronto tra scenari è espresso tramite scostamenti rispetto alla baseline:

$$\Delta E = E^{scenario} - E^{baseline}, \quad (4.6)$$

applicati a grandezze chiave (ad esempio consumo gas, import elettrico, energia termica prodotta, quota PdC).

4.10 Preparazione del modello all'analisi per scenari

Per rendere il Digital Twin adatto a eseguire simulazioni *what-if* in modo ripetibile, il modello è predisposto con:

- parametri modificabili;
- profili di input aggiornabili;
- procedura di esecuzione coerente.

Gli scenari presentati nel Capitolo 7 sono generati variando sistematicamente uno o più dei seguenti aspetti:

- livello/profilo di domanda termica;
- condizioni operative che influenzano le prestazioni della PdC (temperature lato sorgente e lato utenza);
- regole di ripartizione tra PdC e caldaie (strategie operative e vincoli).

4.11 Sintesi del capitolo

In questo capitolo è stata descritta la costruzione del Digital Twin e la relativa implementazione in AVEVA Process Simulation. Il modello adotta una rappresentazione fisicamente coerente dei componenti principali (PdC aria-acqua e caldaie a gas in serie) e una struttura impiantistica basata su circuito secondario con accumuli e utenze, accoppiato a circuiti primari tramite scambiatori. La sezione elettrica è trattata a livello di bilancio (FV, cogenerazione, rete) con attenzione al collegamento col termico attraverso l'assorbimento della PdC. Il modello è parametrizzato e predisposto per calibrazione/validazione su dati reali e per successive analisi *what-if*; la definizione dettagliata degli scenari e la discussione dei risultati sono presentate nel Capitolo 7.

Capitolo 5

Validazione del Digital Twin: dominio elettrico

5.1 Obiettivi del capitolo

Questo capitolo presenta la validazione del Digital Twin sul **dominio elettrico**, confrontando i risultati di simulazione con i dati reali disponibili. L'obiettivo è verificare che il modello riproduca in modo coerente: (i) la generazione fotovoltaica, (ii) il comportamento del carico elettrico aggregato del sito, e (iii) il bilancio con la rete e gli indicatori energetici associati, nei limiti dell'osservabilità del dataset. Il confronto è impostato in modo tracciabile e ripetibile seguendo KPI, baseline e metriche d'errore definiti nel Capitolo 2 [4, 11, 20].

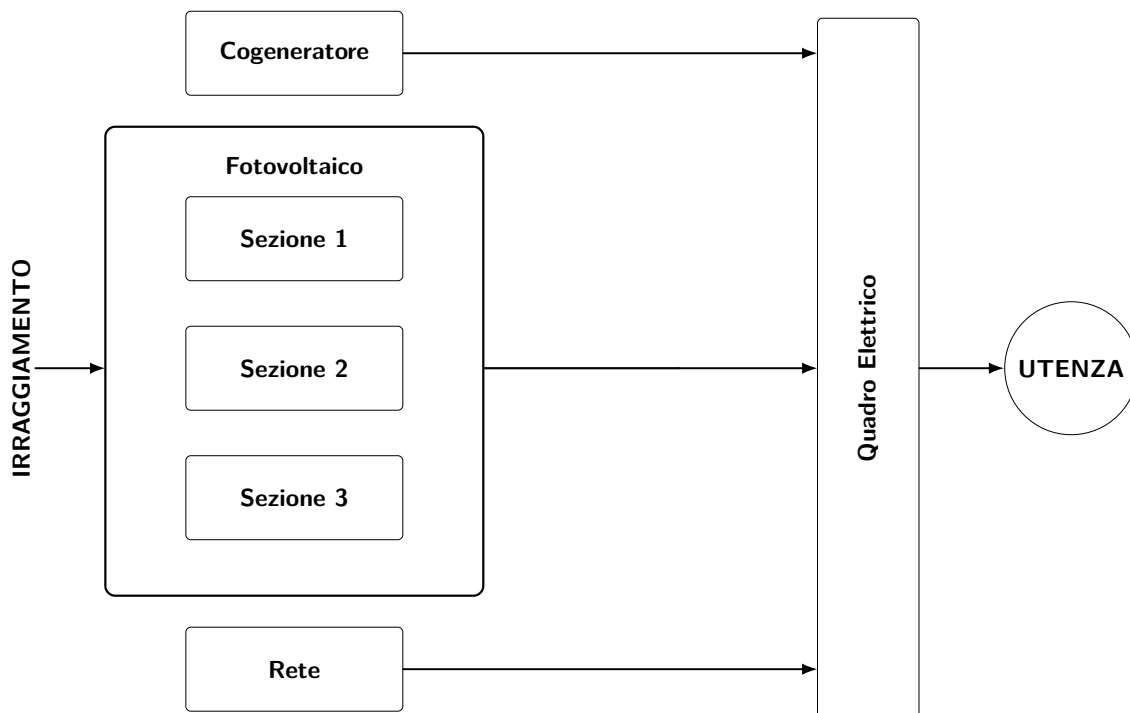


Figura 5.1: Schema semplificato del sistema elettrico con cogeneratore, fotovoltaico, rete, quadro elettrico e utenza.

5.2 Dati, periodi di validazione e convenzioni

La validazione viene eseguita sulle **settimane tipo stagionali** selezionate nel Capitolo 2, così da includere differenti regimi operativi (stagionalità dell'irradianza e variabilità dei carichi).

5.2.1 Segnali disponibili e osservabilità del dominio elettrico

Nel dataset sono disponibili segnali con risoluzione oraria. Ai fini del dominio elettrico risultano rilevanti:

- **irradianza oraria** associata al fotovoltaico, indicata come $G_{FV}(t)$;
- **carico elettrico aggregato del sito** $P_{load,el}(t)$;
- **produzione FV** $P_{FV}(t)$;
- **produzione elettrica del cogeneratore** $P_{Cog}(t)$.

Nota metodologica: in questa tesi non si assumono dettagli non documentati sulla catena di misura. Poiché i dati relativi allo scambio con rete non sono disponibili in forma diretta (misura di $P_{grid}(t)$), l'analisi del contributo della rete viene trattata tramite ricostruzione di bilancio, come discusso nella Sezione 5.4.2.

5.2.2 Convenzioni e regole di confronto

Le simulazioni sono eseguite con passo **30 s**; gli output del Digital Twin vengono **aggregati su base oraria** per confrontarli con il dataset:

- **potenze:** media oraria;
- **energie:** integrale orario coerente con la definizione di kWh.

Questa impostazione è coerente con il principio di confrontare grandezze calcolate con regole ripetibili quando si combinano risoluzioni temporali differenti [4].

5.3 Richiamo della rappresentazione elettrica nel Digital Twin

La modellazione del dominio elettrico è descritta nel dettaglio nel Capitolo 4 (Sezione 4.3). In questa sede si richiama solo il perimetro rilevante ai fini della validazione: produzione FV e contributo elettrico del cogeneratore, carico elettrico aggregato del sito e bilancio energetico complessivo, con grandezze rese confrontabili tramite aggregazione oraria e KPI definiti nel Capitolo 2.

L'obiettivo del presente capitolo è verificare che, a parità di input e convenzioni, il Digital Twin riproduca in modo coerente profili e bilanci elettrici osservati, così da poter utilizzare la componente elettrica come base affidabile per l'analisi integrata con il dominio termico e per le successive analisi *what-if*.

Tabella 5.1: Segnali elettrici utilizzati nella validazione (misurati/derivati) e ruolo nel confronto.

Segnale	Simbolo	Unità	Risoluzione	Note/uso
Irradianza (FV)	$G_{FV}(t)$	kW/m ²	1h	coerenza profilo FV
Carico elettrico sito	$P_{load,el}(t)$	kW	1h	input
Produzione FV	$P_{FV}(t)$	kW	1h	simulazione
Produzione Cog	$P_{Cog}(t)$	kW	1h	simulazione

5.4 Risultati: confronto tra misure e simulazione sulle settimane tipo

In questa sezione si presentano i risultati di validazione per ciascuna settimana tipo stagionale. Per rendere il capitolo leggibile, è mantenuto lo stesso ordine per tutte le stagioni: (1) FV, (2) carico, (3) bilancio e rete.

5.4.1 Produzione FV: profilo e energia su periodo

Tabella 5.2: Energia FV sulle settimane tipo: confronto misure vs simulazione e scostamento relativo.

Stagione	E_{FV}^{meas} [MWh]	E_{FV}^{sim} [MWh]	Errore relativo [%]
Inverno	4.75	4.89	+2.9
Primavera	22.89	21.23	-7.3
Estate	31.50	30.60	-2.9
Autunno	15.58	14.44	-7.3

Dai dati riportati in Tabella 5.2, in accordo con quanto visibile in Figura 5.2, si osserva che la simulazione riproduce in modo soddisfacente la produzione fotovoltaica del sito. In particolare, nella settimana tipo estiva lo scostamento relativo risulta pari a circa il 3% in valore assoluto. Tale differenza è coerente con le semplificazioni adottate nel modello FV: (i) dipendenza delle prestazioni dei moduli dalla temperatura di esercizio e (ii) assunzioni equivalenti sul comportamento degli inverter, che possono introdurre un bias sistematico sull'energia convertita nelle ore centrali.

Alla luce di tali approssimazioni e considerando la variabilità operativa reale, uno scostamento energetico dell'ordine di pochi punti percentuali risulta compatibile con l'obiettivo della tesi: disporre di un modello affidabile per confronti energetici e analisi di scenario.

5.4.2 Bilancio elettrico e scambio con rete ricostruito (in energia)

I dati relativi allo scambio con la rete non risultano disponibili in forma diretta (misura di $P_{grid}(t)$ o $E_{grid}^{in/out}$). Tuttavia, il bilancio elettrico del sistema può essere ricostruito in modo coerente a partire dalle grandezze disponibili: (i) carico elettrico del sito, (ii) produzione fotovoltaica, (iii) produzione elettrica del cogeneratore.

A livello di saldo energetico aggregato sul periodo considerato, vale la relazione:

$$E_{grid,net} = E_{load} - (E_{FV} + E_{Cog}), \quad (5.1)$$

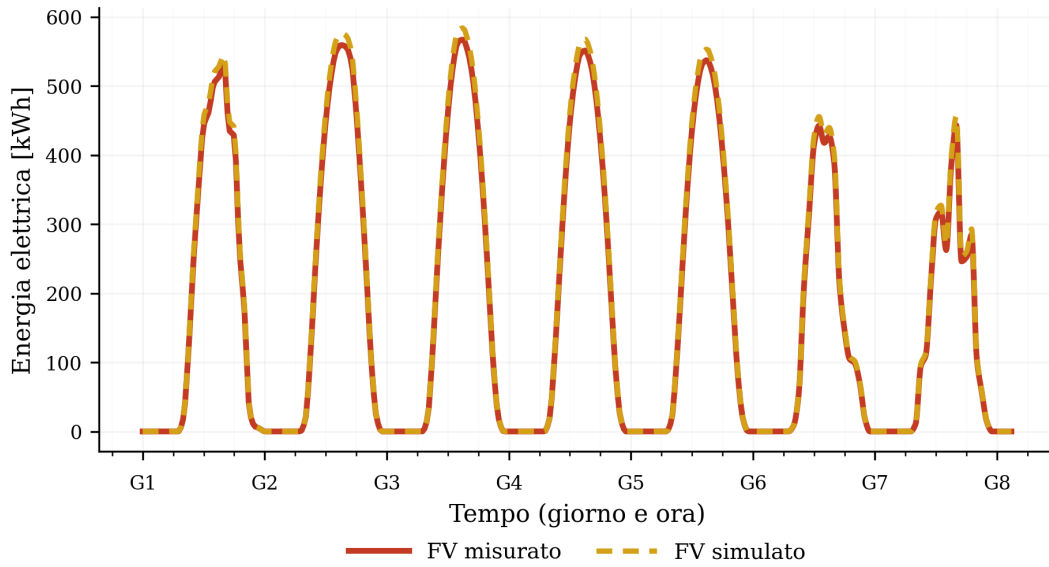


Figura 5.2: Confronto FV su settimana tipo: produzione misurata vs produzione simulata (aggregazione oraria).

dove $E_{\text{grid,net}} > 0$ indica un prelievo netto dalla rete, mentre $E_{\text{grid,net}} < 0$ indica un'immissione netta.

Tuttavia, ai fini della distinzione tra energia importata ed energia esportata, il bilancio viene ricostruito su base oraria, separando per ciascun intervallo i contributi positivi e negativi del disallineamento tra carico e generazione locale. In questo modo è possibile quantificare in modo coerente sia l'energia prelevata sia l'energia immessa in rete nel corso della settimana tipo. In Figura 5.3 è riportato un esempio di bilancio su settimana tipo.

5.5 KPI di sintesi e metriche d'errore

Per sintetizzare la qualità della validazione si riportano: (i) KPI energetici su base settimanale e indicatori derivati dal bilancio, (ii) metriche d'errore su base oraria (RMSE), limitate alle variabili effettivamente confrontabili con misure. L'impostazione è coerente con le buone pratiche di misura e con le linee guida richiamate nel Capitolo 2 [4, 20].

5.5.1 KPI energetici settimanali

Si riporta il confronto misure vs simulazione per le grandezze energetiche principali: energia FV (E_{FV}), energia elettrica del cogeneratore (E_{Cog}) ed energia richiesta dal sito (E_{load}). Lo scostamento relativo è calcolato come:

$$\varepsilon_{\%} = \frac{E^{sim} - E^{meas}}{E^{meas}} \cdot 100. \quad (5.2)$$

A partire dai profili orari di carico e generazione locale è possibile ricostruire il bilancio con la rete per ciascuna settimana tipo, distinguendo l'energia importata da quella esportata. Su tale base vengono inoltre calcolati indicatori sintetici utili a descrivere sia la copertura del carico mediante generazione locale, sia la quota di produzione eccedente immessa in rete.

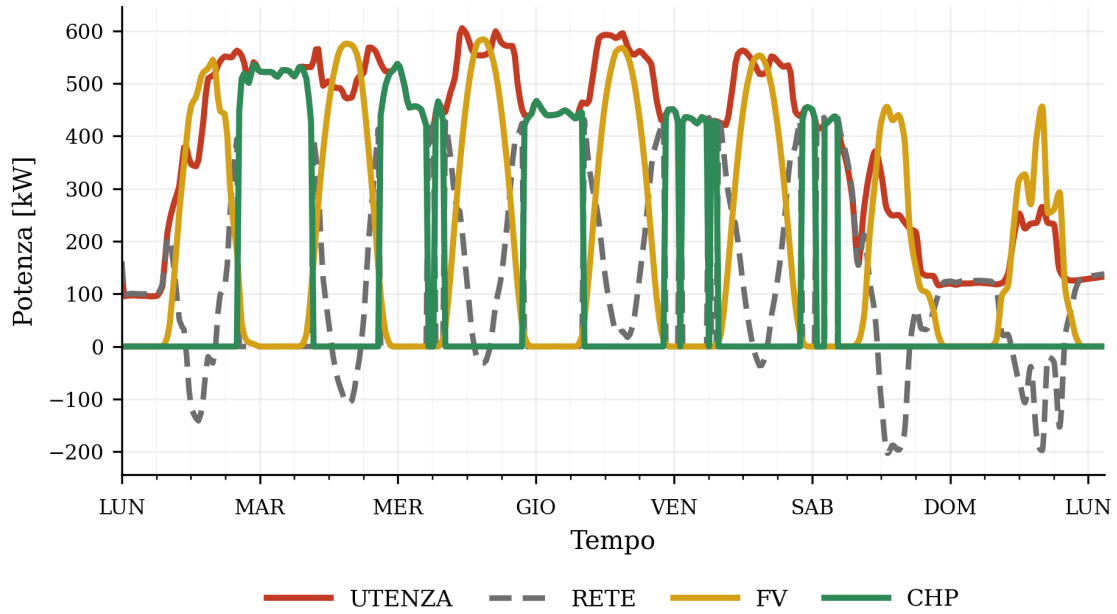


Figura 5.3: Rappresentazione del bilancio elettrico su settimana tipo: produzione FV, produzione Cog, carico e scambio con rete ricostruito (in energia).

Tabella 5.3: KPI energetici settimanali sulle settimane tipo: confronto misure vs simulazione.

Stagione	E_{FV} [MWh]		$\varepsilon\%$	E_{Cog} [MWh]		$\varepsilon\%$	E_{load} [MWh]	
	<i>meas</i>	<i>sim</i>	[%]	<i>meas</i>	<i>sim</i>	[%]	<i>meas</i>	<i>sim</i>
Inverno	4.75	4.89	+2.9	42.21	42.16	-0.1	61.29	61.29
Primavera	22.89	21.23	-7.3	27.90	28.70	+2.9	64.49	64.49
Estate	31.50	30.60	-2.9	21.45	21.97	+2.4	66.95	66.95
Autunno	15.58	14.44	-7.3	18.16	17.78	-2.1	53.95	53.95

5.5.2 Metriche d'errore orarie (RMSE) su serie confrontabili

Le metriche d'errore su base oraria (RMSE) sono riportate per le variabili per cui esiste una misura diretta confrontabile: nel presente dominio $P_{FV}(t)$ e $P_{Cog}(t)$. Il profilo $P_{load,el}(t)$ viene utilizzato come input e viene quindi riportato esclusivamente come controllo di coerenza implementativa: un errore nullo su questa variabile non costituisce evidenza di capacità predittiva del modello. Lo scambio con la rete, non essendo misurato direttamente, non viene validato tramite RMSE orari, ma verificato attraverso KPI energetici ricostruiti dal bilancio.

5.5.3 Indicatori derivati: import/export e quota di carico coperta da generazione locale

Per rendere più immediata l'interpretazione dei bilanci settimanali, si introducono indicatori derivati dal bilancio energetico orario, in grado di descrivere: (i) l'energia importata ed esportata rispetto alla rete; (ii) la quota di carico coperta da generazione locale; (iii) la quota di generazione locale eccedente il fabbisogno e quindi immessa in rete.

Tabella 5.4: Scambio con rete ricostruito in energia sulle settimane tipo da bilancio orario: energia importata, energia esportata, quota di carico coperta localmente e quota di generazione locale esportata.

Stagione	E_{imp} [MWh]	E_{exp} [MWh]	$LS\%$	$EX\%$
Inverno	14.76	0.00	75.91	0.00
Primavera	22.36	2.74	65.09	5.49
Estate	17.06	2.53	74.51	4.79
Autunno	28.87	2.18	46.48	6.70

Tabella 5.5: Metriche d'errore orarie tra misure e simulazione (dopo aggregazione a 1h) per le settimane tipo.

Stagione	Variabile	RMSE [kW]
Inverno	P_{FV}	0.84
Inverno	P_{Cog}	2.34
Inverno	$P_{load,el}$	0.00
Primavera	P_{FV}	10.15
Primavera	P_{Cog}	12.43
Primavera	$P_{load,el}$	0.00
Estate	P_{FV}	7.87
Estate	P_{Cog}	10.34
Estate	$P_{load,el}$	0.00
Autunno	P_{FV}	12.51
Autunno	P_{Cog}	8.54
Autunno	$P_{load,el}$	0.00

A partire dal bilancio orario tra carico elettrico e generazione locale:

$$P_{bal}(t) = P_{load,el}(t) - (P_{FV}(t) + P_{Cog}(t)), \quad (5.3)$$

si definiscono l'energia importata e l'energia esportata nel periodo come:

$$E_{imp} = \sum_t \max(P_{bal}(t), 0) \Delta t, \quad E_{exp} = \sum_t \max(-P_{bal}(t), 0) \Delta t, \quad (5.4)$$

dove E_{imp} rappresenta l'energia prelevata dalla rete quando la generazione locale non è sufficiente a coprire il carico, mentre E_{exp} rappresenta l'energia immessa in rete quando la produzione locale eccede la domanda del sito.

La quota di carico coperta da generazione locale è definita come:

$$LS\% = \frac{E_{load} - E_{imp}}{E_{load}} \cdot 100 = \left(1 - \frac{E_{imp}}{E_{load}}\right) \cdot 100, \quad (5.5)$$

dove LS (Local Supply) rappresenta la frazione del fabbisogno elettrico del sito soddisfatta mediante generazione locale.

Per quantificare invece la capacità del sistema di esportare energia verso la rete, si introduce il seguente indicatore:

$$EX\% = \frac{E_{exp}}{E_{FV} + E_{Cog}} \cdot 100, \quad (5.6)$$

dove EX (Export Ratio) rappresenta la quota della generazione locale totale che, non essendo autoconsumata dal sito, viene immessa in rete.

In questa forma, LS consente di valutare il contributo della generazione locale alla copertura del carico, mentre EX consente di valutare in modo diretto la propensione del sistema a esportare verso la rete eventuali eccedenze di produzione.

5.6 Discussione: interpretazione degli scostamenti e limiti

Nel complesso, i risultati della validazione mostrano che il Digital Twin è in grado di riprodurre in modo coerente il comportamento del sistema elettrico del sito, sia in termini di profili temporali sia in termini di bilanci energetici aggregati. Il confronto tra dati reali e dati simulati evidenzia infatti scostamenti generalmente contenuti, compatibili con il livello di dettaglio del modello e con le semplificazioni adottate, confermando l'affidabilità dell'approccio sviluppato.

Un aspetto centrale dell'attività svolta riguarda il fatto che il modello sia stato costruito con particolare attenzione al tema dell'**autoconsumo**. In questa prospettiva, la finalità della validazione non consiste soltanto nel verificare la capacità del Digital Twin di riprodurre puntualmente le singole grandezze elettriche, ma soprattutto nel dimostrare che esso rappresenti in modo realistico l'equilibrio tra produzione locale, domanda del sito e scambio con la rete. La buona corrispondenza osservata tra simulazione e misure reali conferma pertanto che il modello è adeguato rispetto all'obiettivo principale della tesi, ossia l'analisi del sistema in termini di copertura del carico da generazione locale e di utilizzo efficace dell'energia autoprodotta.

Sotto questo profilo, il contenuto scostamento tra dati simulati e dati reali assume un significato particolarmente rilevante: esso indica che il modello non solo riproduce correttamente i livelli energetici complessivi, ma risulta anche sufficientemente robusto per supportare valutazioni sugli indicatori più significativi ai fini dell'autoconsumo, quali la quota di carico coperta da generazione locale, il fabbisogno residuo di rete e la presenza di eventuali eccedenze energetiche.

Affidabilità del modello e robustezza stagionale L'affidabilità del Digital Twin emerge anche dalla sua capacità di mantenere una buona coerenza descrittiva al variare delle condizioni stagionali. Il confronto sulle settimane tipo selezionate consente infatti di verificare il comportamento del modello in presenza di differenti livelli di irradianza e di diversi regimi di carico, evitando che la bontà della simulazione sia riferibile a una sola condizione operativa favorevole. La stabilità dei risultati ottenuti nelle diverse stagioni costituisce quindi un elemento importante di robustezza metodologica e rafforza la credibilità del modello come strumento di analisi.

Interpretazione degli scostamenti residui Gli scostamenti residui osservati tra simulazione e dati reali possono essere ricondotti a fattori noti e coerenti con le ipotesi modellistiche adottate. Nel caso della produzione fotovoltaica, ad esempio, essi possono dipendere dagli effetti della temperatura di esercizio dei moduli, dalle assunzioni equivalenti utilizzate per rappresentare il comportamento degli inverter e, più in generale, dalla difficoltà di includere in modo esaustivo tutte le variabili operative reali. Analogamente, per la generazione cogenerativa, eventuali differenze residue possono riflettere semplificazioni introdotte nella rappresentazione del funzionamento effettivo dell'unità.

Tali scostamenti, tuttavia, non compromettono la capacità del modello di descrivere il comportamento complessivo del sistema. Al contrario, il fatto che i risultati simulati si

mantengano prossimi ai corrispondenti dati reali conferma che il Digital Twin fornisce una rappresentazione sufficientemente accurata del dominio elettrico per gli scopi della tesi.

Rilevanza rispetto all'autoconsumo Poiché il modello è stato sviluppato in modo specificamente orientato all'analisi dell'autoconsumo, il suo valore risiede soprattutto nella capacità di restituire un bilancio energetico credibile tra produzione locale, carico elettrico e rete. In questo senso, la validazione della generazione fotovoltaica e cogenerativa assume un ruolo decisivo, poiché da essa dipende la possibilità di stimare in modo affidabile la quota di domanda coperta localmente e, di conseguenza, di valutare il grado di autosufficienza energetica del sistema.

Anche in assenza della misura diretta dello scambio elettrico con la rete, la ricostruzione del bilancio in energia risulta coerente con il quadro informativo disponibile e consente di derivare indicatori sintetici utili per l'interpretazione del comportamento del sito. È importante ribadire che, in questo caso, si tratta di una verifica di coerenza del bilancio e non di una validazione diretta di una misura indipendente. Tale impostazione è pienamente coerente con gli obiettivi della tesi, che non richiedono una ricostruzione puntuale dello scambio orario con rete, quanto piuttosto una rappresentazione affidabile dei meccanismi energetici che governano autoconsumo, importazione ed eventuale esportazione.

Implicazioni per scenari e uso decisionale La qualità della validazione elettrica costituisce un prerequisito per l'uso del Digital Twin in scenari *what-if* (Capitolo 7). In particolare, la capacità del modello di riprodurre correttamente la generazione locale e il suo accoppiamento con il carico è essenziale quando si valutano strategie che modificano l'autoconsumo, la copertura del fabbisogno tramite produzione interna, il prelievo dalla rete e l'eventuale esportazione delle eccedenze energetiche.

5.7 Sintesi del capitolo

In questo capitolo il Digital Twin è stato validato sul dominio elettrico mediante confronto tra misure orarie e output simulati (aggregati su base oraria) sulle settimane tipo stagionali. Sono stati analizzati i profili di produzione fotovoltaica e di generazione cogenerativa, e sintetizzati i risultati tramite KPI energetici settimanali e metriche d'errore orarie per le grandezze direttamente confrontabili.

Lo scambio con la rete è stato ricostruito mediante bilancio, distinguendo il saldo netto aggregato dalla separazione tra importazione ed esportazione su base oraria. Ciò ha permesso di introdurre indicatori sintetici utili a descrivere sia la quota di carico coperta da generazione locale, sia la quota di produzione eccedente immessa in rete.

Nel complesso, gli esiti della validazione elettrica mostrano che il modello risulta affidabile e adeguato rispetto agli obiettivi della tesi, in particolare per l'analisi dell'autoconsumo e per la valutazione di scenari *what-if*. Più precisamente, il dominio elettrico è validato sulle grandezze direttamente osservabili (FV e cogeneratore), mentre le variabili di rete sono verificate tramite ricostruzione di bilancio. Questo risultato costituisce la base per la validazione del dominio termico nel capitolo successivo e per l'impostazione delle analisi di scenario.

Capitolo 6

Validazione del Digital Twin: dominio termico e controlli

6.1 Obiettivi del capitolo

Questo capitolo presenta la validazione del Digital Twin sul **dominio termico** e sulle **logiche di controllo** implementate nel modello, con particolare riferimento alla regolazione tramite PID e valvole a tre vie. L'obiettivo è verificare che, a parità di input e convenzioni: (i) le grandezze termiche osservabili siano riprodotte in modo coerente; (ii) il modello soddisfi i vincoli di servizio legati al mantenimento del set-point delle vasche e al funzionamento dell'UTA; (iii) la dinamica dei controlli risulti stabile e fisicamente plausibile, senza oscillazioni spurie.

Il confronto è impostato in modo tracciabile e ripetibile seguendo segnali, KPI e metriche d'errore definiti nel Capitolo 2 [4, 11, 20, 21]. Nel dominio termico, la validazione non riguarda soltanto la corretta riproduzione delle temperature misurate, ma anche la capacità del modello di rappresentare in modo affidabile la copertura della domanda termica, il rispetto dei set-point e il comportamento dei controlli nelle diverse condizioni operative stagionali.

6.2 Dati, periodi di validazione e convenzioni

La validazione viene eseguita sulle **settimane tipo stagionali** selezionate nel Capitolo 2 (Tabella 2.2), in modo da includere differenti regimi operativi e differenti condizioni al contorno.

6.2.1 Segnali disponibili e osservabilità del dominio termico

Nel dataset sono disponibili segnali con risoluzione oraria. Per il dominio termico risultano rilevanti:

- **temperature caratteristiche del secondario**, indicate nel seguito come $T_{mand}(t)$ e $T_{rit}(t)$;
- **carico delle caldaie e della pompa di calore**, indicate con $E_{th,B}(t)$ e $E_{th,HP}(t)$;
- **temperatura esterna** $T_{ext}(t)$, utilizzata per descrivere le condizioni climatiche e il comportamento dell'UTA;

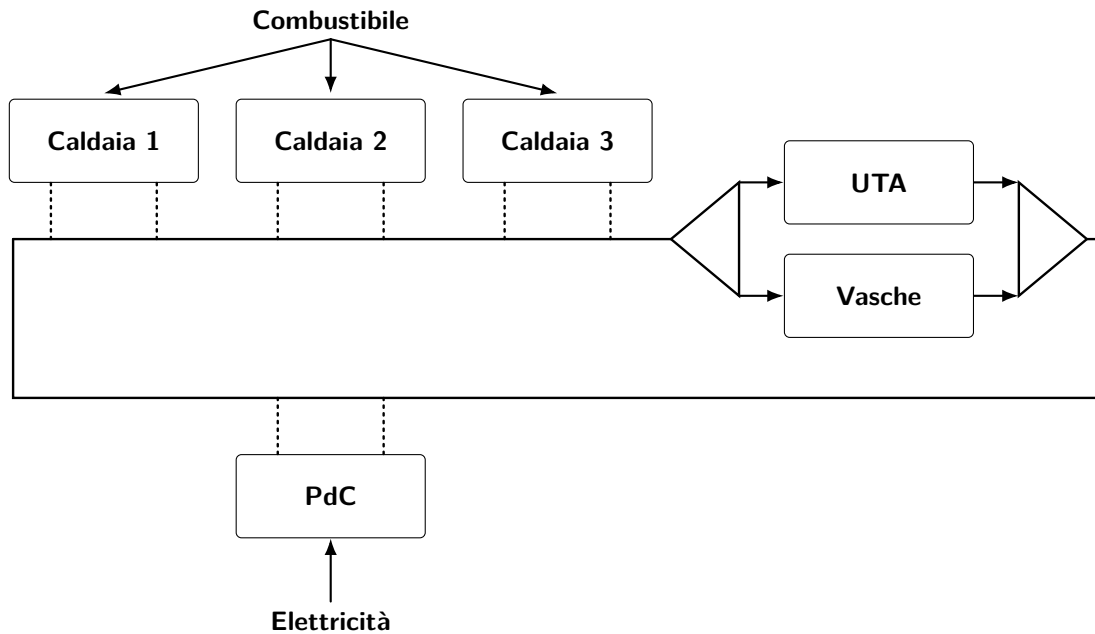


Figura 6.1: Schema semplificato del circuito termico con indicazione degli input energetici alle caldaie e alla PdC.

- **profilo di carico termico richiesto** $Q_{load}(t)$, associato alle utenze e al mantenimento del set-point delle vasche;
- **set-point** $T_{sp}(t)$ delle vasche e set-point aria $T_{sp,air}(t)$ per l'UTA.

Nota metodologica: anche per il dominio termico non si assumono dettagli non documentati sulla catena di misura. Quando una variabile non è direttamente osservabile, ad esempio portate o potenze termiche per singolo componente, la validazione viene impostata su grandezze effettivamente confrontabili, quali temperature e energie aggregate, evitando inferenze non verificabili.

Tabella 6.1: Segnali termici utilizzati nella validazione e ruolo nel confronto.

Segnale	Simbolo	Unità	Risoluzione	Note/uso
Temperatura mandata secondario	$T_{mand}(t)$	°C	1h	tracking set-point
Temperatura ritorno secondario	$T_{rit}(t)$	°C	1h	coerenza dinamica
Potenza termica caldaie	$E_{th,B}(t)$	kWh/h	1h	verifica servizio
Potenza termica pompa di calore	$E_{th,HP}(t)$	kWh/h	1h	verifica servizio
Temperatura esterna	$T_{ext}(t)$	°C	1h	UTA e PDC
Carico termico richiesto	$Q_{load}(t)$	kWh/h	1h	vincolo di domanda
Set-point secondario	$T_{sp}(t)$	°C	1h	verifica servizio

6.2.2 Convenzioni e regole di confronto

Per garantire confronti univoci, si adottano le convenzioni già introdotte nel Capitolo 2. Le simulazioni sono eseguite con passo **30 s**; gli output del modello sono **aggregati su base oraria** per confrontarli con il dataset:

- **potenze:** media oraria;

- **energie:** integrale orario coerente con la definizione di kWh;
- **temperature:** media oraria.

Si rimanda al Capitolo 4 e al Capitolo 5 per la motivazione e le convenzioni adottate nel confronto tra grandezze a diversa risoluzione temporale.

6.3 Richiamo della rappresentazione termica e dei controlli nel Digital Twin

La struttura del dominio termico e delle logiche di controllo è descritta nel Capitolo 4 (Sezioni 4.4–4.6). In questa sede si richiamano i soli elementi rilevanti ai fini della validazione: circuito secondario con accumuli e utenze, circuiti primari di generazione costituiti da pompa di calore e caldaie in serie, accoppiati tramite scambiatori e regolati mediante PID e valvole a tre vie.

L’obiettivo del presente capitolo è verificare che il modello riproduca in modo coerente: (i) le temperature osservabili sul secondario; (ii) il rispetto dei vincoli di servizio, in particolare il tracking del set-point; (iii) la stabilità e la plausibilità fisica delle logiche di controllo.

6.4 Risultati: confronto tra misure e simulazione sulle settimane tipo

6.4.1 Temperature del secondario: tracking del set-point

La validazione principale del dominio termico è basata sul confronto tra temperature misurate e simulate sul circuito secondario. In particolare si verifica che: (i) la temperatura di mandata $T_{mand}(t)$ segua il set-point termico risultante dalla logica di regolazione adottata nel modello; (ii) la temperatura di ritorno $T_{rit}(t)$ risulti coerente con la domanda termica e con la dinamica di accumulo; (iii) eventuali scostamenti siano interpretabili alla luce di ipotesi modellistiche esplicite, quali perdite equivalenti, dinamica di scambio, limiti di modulazione e dipendenza del set-point di generazione dalle condizioni esterne.

Il confronto temporale consente di verificare non solo la capacità del modello di riprodurre i livelli termici osservati, ma anche la qualità del servizio erogato in termini di mantenimento del set-point richiesto. La buona corrispondenza tra profili misurati e simulati costituisce quindi un primo indicatore dell’affidabilità del modello nel dominio termico.

6.4.2 Temperatura batteria calda UTA

Il contributo termico associato alla batteria calda dell’UTA è maggiormente rilevante nei periodi autunnali e invernali. Nel modello viene adottato un set-point ambiente $T_{sp,air}$ pari a **20 °C** come riferimento di comfort interno; la regolazione avviene tramite valvola a tre vie comandata da PID, che modula la portata calda proveniente dal secondario verso lo scambiatore che rappresenta la batteria calda.

Il confronto evidenzia la capacità del modello di riprodurre il comportamento della regolazione UTA in termini di tracking del set-point, nei limiti della risoluzione oraria del dataset e delle semplificazioni adottate nella modellazione del componente. Tale verifica è particolarmente rilevante perché conferma la correttezza della logica di controllo non soltanto sul circuito secondario, ma anche su una utenza caratterizzata da una dinamica termica specifica.

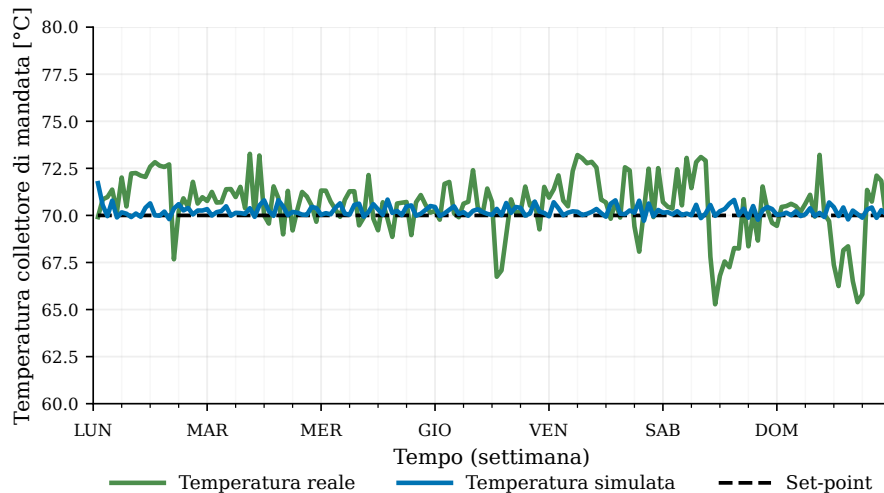


Figura 6.2: Confronto temperatura di mandata sul circuito secondario su settimana tipo: misure, simulazione e set-point (aggregazione oraria).

6.4.3 Domanda termica e coerenza del bilancio

Il profilo di domanda $Q_{load}(t)$ viene utilizzato nel modello come vincolo per riprodurre il comportamento osservato sul secondario e richiedere ai generatori la copertura della potenza termica necessaria. Anche in questo caso, quindi, la coerenza sulla domanda implementata rappresenta una verifica di corretta importazione del dato e non una validazione predittiva indipendente. Nel seguito si verifica: (i) la coerenza tra domanda imposta e grandezze implementate in simulazione; (ii) la chiusura del bilancio energetico sul dominio termico, coerentemente con (4.5) del Capitolo 4.

In assenza di misure dirette per le potenze termiche di ciascun componente, la Tabella 6.2 fornisce un controllo di coerenza globale tra energia richiesta e energia fornita dal sistema simulato. Lo scostamento residuo può essere interpretato come effetto di perdite equivalenti Q_{loss} o della dinamica di accumulo, purché rimanga limitato e coerente con le assunzioni dichiarate nel Capitolo 4. In questo senso, la chiusura del bilancio costituisce un elemento importante per supportare l'affidabilità del modello dal punto di vista energetico.

6.4.4 Ripartizione della fornitura termica tra PdC e caldaie

Per rafforzare l'interpretazione fisica del modello, è utile analizzare anche la ripartizione della produzione termica tra pompa di calore e caldaie. Tale verifica consente di controllare che il Digital Twin non solo riproduca correttamente le temperature e la domanda complessiva, ma anche una distribuzione plausibile del contributo dei diversi generato-

Tabella 6.2: Bilancio energetico termico su settimane tipo: domanda vs energia termica fornita.

Stagione	$E_{th,load}$ [MWh _{th}]	$E_{th,supply}$ [MWh _{th}]	ϵ_r [%]	Nota
Inverno	39.79	41.09	5.28	$E_{th,supply} = E_{th,HP} + E_{th,B}$
Primavera	21.76	22.00	1.09	
Estate	18.43	19.41	5.32	
Autunno	27.81	29.49	5.03	

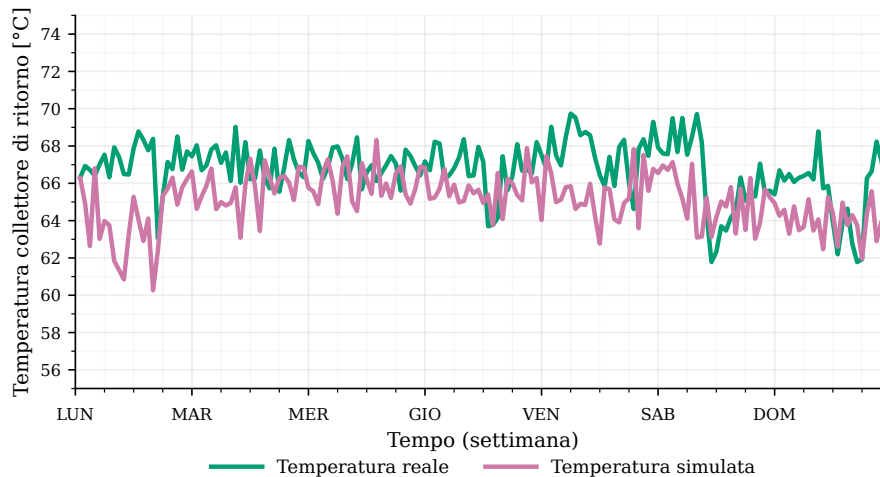


Figura 6.3: Confronto temperatura di ritorno sul circuito secondario su settimana tipo: misure e simulazione (aggregazione oraria).

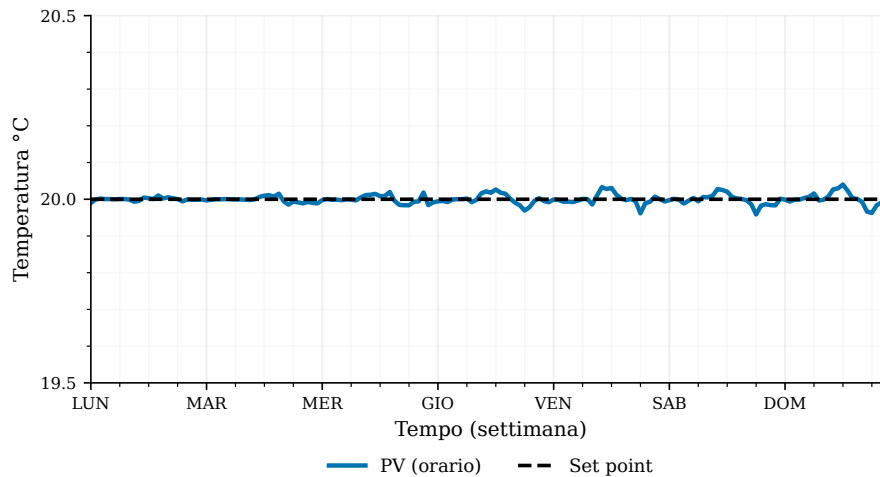


Figura 6.4: Confronto tra set-point ambiente e temperatura controllata dell'UTA per il periodo considerato.

ri nelle differenti condizioni stagionali. Poiché non sono disponibili misure indipendenti della produzione termica di ciascun generatore, questa sezione va letta come verifica di plausibilità fisica del dispatch interno del modello.

Questa informazione è particolarmente utile in ottica di analisi di scenario, poiché consente di verificare che la risposta del modello non sia soltanto numericamente coerente, ma anche interpretabile dal punto di vista del comportamento dei generatori e della loro modulazione relativa.

6.4.5 Efficienza degli scambiatori

Per gli scambiatori di calore presenti nel sistema non sono disponibili misure dirette di efficienza o di prestazione specifica del componente. Tuttavia, il dataset rende disponibili, per i lati caldo e freddo, le portate e le rispettive temperature di ingresso e di uscita. Ciò consente di stimare in modo indiretto il comportamento dello scambiatore mediante

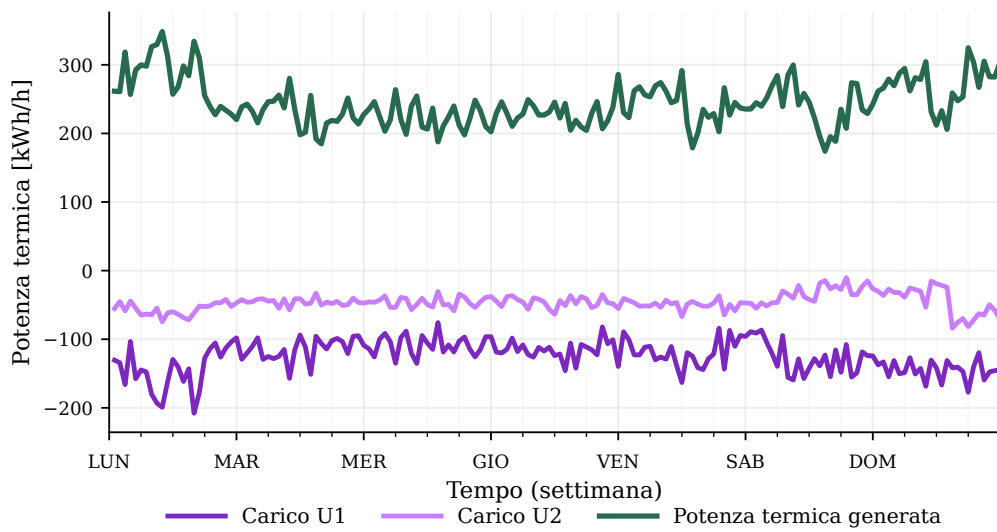


Figura 6.5: Generazione termica e fabbisogno termico

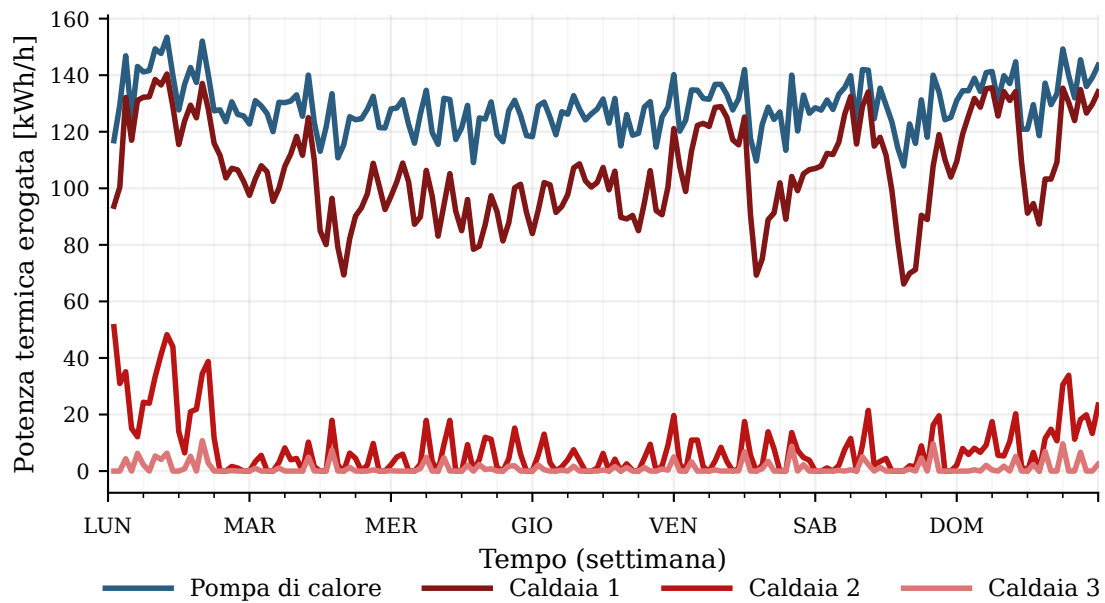


Figura 6.6: Distribuzione dei carichi termici sulla pompa di calore e sulle tre caldaie sulla settimana tipo invernale.

Tabella 6.3: Ripartizione della fornitura termica tra pompa di calore e caldaie sulle settimane tipo.

Stagione	$E_{th,HP}$ [MWh _{th}]	$E_{th,B}$ [MWh _{th}]	Quota HP [%]	Quota caldaie [%]
Inverno	21.68	19.41	52.27	47.23
Primavera	13.73	8.27	62.40	37.59
Estate	10.68	8.73	55.04	44.95
Autunno	19.25	10.24	65.27	34.72

il bilancio termico e di ricavarne un indicatore di efficacia coerente con la teoria dello scambio termico.

Nel seguito, tale analisi non viene quindi interpretata come una validazione sperimentale diretta dello scambiatore, bensì come una **verifica di coerenza termo-idraulica** del modello e come un ulteriore controllo di **plausibilità fisica** della rappresentazione adottata nel Digital Twin.

Indicando con pedice h il lato caldo e con pedice c il lato freddo, la potenza termica scambiata può essere ricavata come:

$$\dot{Q}_h(t) = \dot{m}_h(t) c_{p,h} (T_{h,in}(t) - T_{h,out}(t)), \quad (6.1)$$

$$\dot{Q}_c(t) = \dot{m}_c(t) c_{p,c} (T_{c,out}(t) - T_{c,in}(t)), \quad (6.2)$$

dove $\dot{m}_h(t)$ e $\dot{m}_c(t)$ rappresentano le portate massiche dei due lati, mentre $c_{p,h}$ e $c_{p,c}$ indicano i corrispondenti calori specifici. Nel caso in esame, trattandosi di circuiti ad acqua, tali grandezze possono essere assunte costanti in prima approssimazione.

Poiché i due contributi devono risultare coerenti entro i limiti delle incertezze di misura e delle semplificazioni modellistiche, si definisce una potenza termica scambiata equivalente:

$$\dot{Q}_{HX}(t) = \frac{\dot{Q}_h(t) + \dot{Q}_c(t)}{2}. \quad (6.3)$$

A partire da essa è possibile stimare l'efficacia dello scambiatore mediante la classica definizione:

$$\varepsilon_{HX}(t) = \frac{\dot{Q}_{HX}(t)}{\dot{Q}_{max}(t)}, \quad (6.4)$$

dove la massima potenza termica teoricamente scambiabile è data da:

$$\dot{Q}_{max}(t) = C_{min}(t) (T_{h,in}(t) - T_{c,in}(t)), \quad (6.5)$$

con

$$C_{min}(t) = \min(\dot{m}_h(t)c_{p,h}, \dot{m}_c(t)c_{p,c}). \quad (6.6)$$

In questo modo, il parametro $\varepsilon_{HX}(t)$ assume valori compresi idealmente tra 0 e 1 e rappresenta la quota dello scambio termico effettivamente realizzata rispetto al massimo teoricamente ottenibile nelle condizioni operative istantanee considerate.

Andamento delle temperature ai due lati dello scambiatore La Figura 6.7 riporta l'andamento temporale delle temperature di ingresso e di uscita dei due lati dello scambiatore per la settimana tipo analizzata. Tale rappresentazione consente di verificare la coerenza qualitativa dello scambio termico, evidenziando la differenza di temperatura disponibile ai capi del componente e la sua variazione al variare del carico.

Andamento temporale dell'efficacia dello scambiatore La Figura 6.8 mostra invece l'andamento temporale dell'efficacia $\varepsilon_{HX}(t)$ calcolata mediante le Equazioni (6.1)–(6.6). Anche in questo caso l'indicatore va interpretato come una stima indiretta, utile per verificare che il componente operi entro un intervallo fisicamente plausibile e coerente con il bilancio energetico complessivo del sistema.

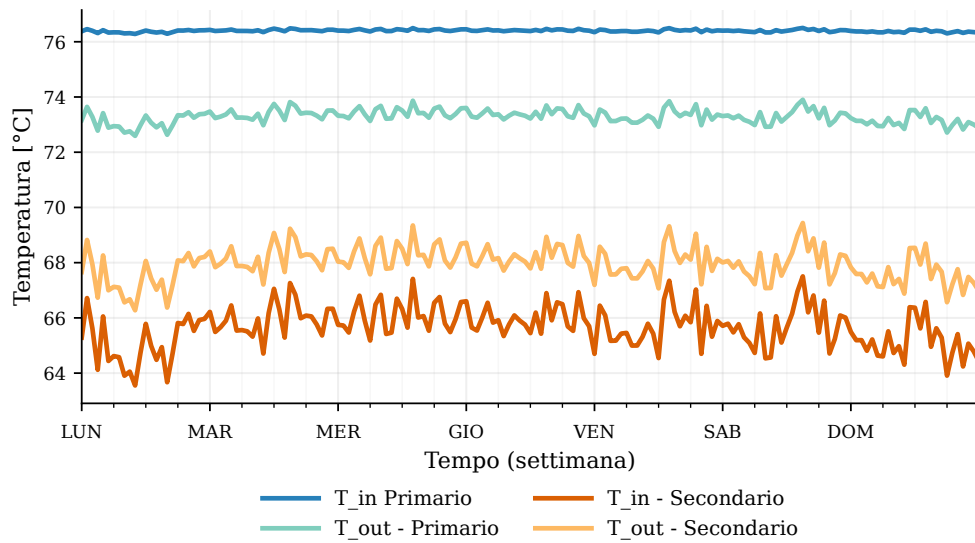


Figura 6.7: Andamento delle temperature di ingresso e uscita lato caldo e lato freddo dello scambiatore sulla pompa di calore nella settimana tipo considerata.

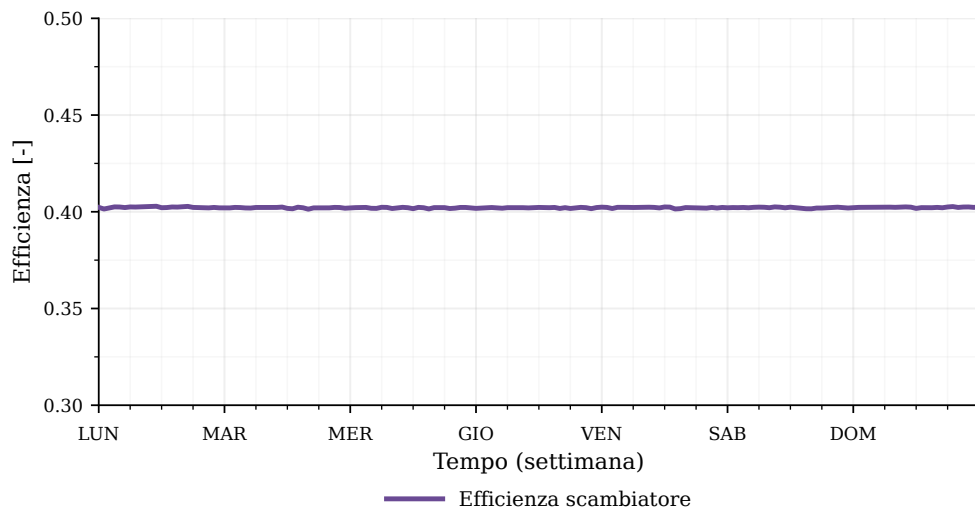


Figura 6.8: Andamento temporale dell'efficacia stimata dello scambiatore nella settimana tipo considerata.

Sintesi quantitativa Per sintetizzare il comportamento dello scambiatore sulle settimane tipo, la Tabella 6.4 riporta, per ciascuna stagione, i principali indicatori riassuntivi: efficacia media, minima e massima, nonché lo scostamento relativo medio tra il calore calcolato lato caldo e lato freddo. Quest'ultimo costituisce un utile indice di chiusura del bilancio sul componente e permette di valutare la robustezza della stima effettuata.

Tabella 6.4: Sintesi dell'efficacia stimata dello scambiatore tra pompa di calore/ secondario e della coerenza del bilancio termico sulle settimane tipo.

Stagione	$\bar{\varepsilon}_{HX}$ [%]	$\varepsilon_{HX,max}$ [%]	$\varepsilon_{HX,min}$ [%]
Inverno	40.21	40.28	40.13
Primavera	39.21	39.28	39.15
Estate	39.14	39.22	39.11
Autunno	40.01	40.08	39.95

I valori riportati evidenziano un'efficacia media dello scambiatore pari a circa 0.39. Sebbene tale valore non sia elevato rispetto al massimo teorico, esso risulta compatibile con le condizioni operative del caso studio, caratterizzate da portate relativamente elevate e da salti termici contenuti sui due lati del componente. In tali condizioni, infatti, la stima della potenza scambiata e della corrispondente efficacia risulta particolarmente sensibile anche a modeste incertezze sulle misure di temperatura e portata. Per questo motivo, l'indicatore ottenuto non viene interpretato come una misura diretta della prestazione nominale dello scambiatore, bensì come una verifica di plausibilità fisica e di coerenza del bilancio termico locale sul componente. Nel complesso, tale analisi contribuisce ad arricchire la validazione del dominio termico, mostrando che, oltre alla corretta riproduzione delle temperature e alla chiusura del bilancio globale, anche il comportamento degli scambiatori risulta coerente con le portate, con i salti termici osservati e con la fisica del processo di scambio.

6.4.6 Controlli: stabilità dei PID

Oltre al confronto sulle grandezze termiche, è necessario verificare che la dinamica dei controlli non introduca instabilità numeriche o comportamenti non fisici. In particolare, si analizzano:

- andamento dell'errore rispetto al set-point, per verificare l'assenza di oscillazioni persistenti;
- eventuali saturazioni delle valvole a tre vie e dei comandi PID;
- interazione tra caldaie in serie e regolazione della temperatura sul secondario.

Dalla Figura 6.9 emerge l'attivazione progressiva dei tre stadi al variare della richiesta termica: il primo stadio svolge generalmente la funzione di generatore di base, mentre i successivi entrano in funzione all'aumentare del carico o in prossimità dei limiti di modulazione del sistema. La pompa di calore non è invece soggetta a regolazione modulante, in quanto, per vincoli impiantistici, opera sul circuito primario garantendo allo scambiatore del circuito secondario una temperatura di mandata pressoché costante, pari a 77°C.

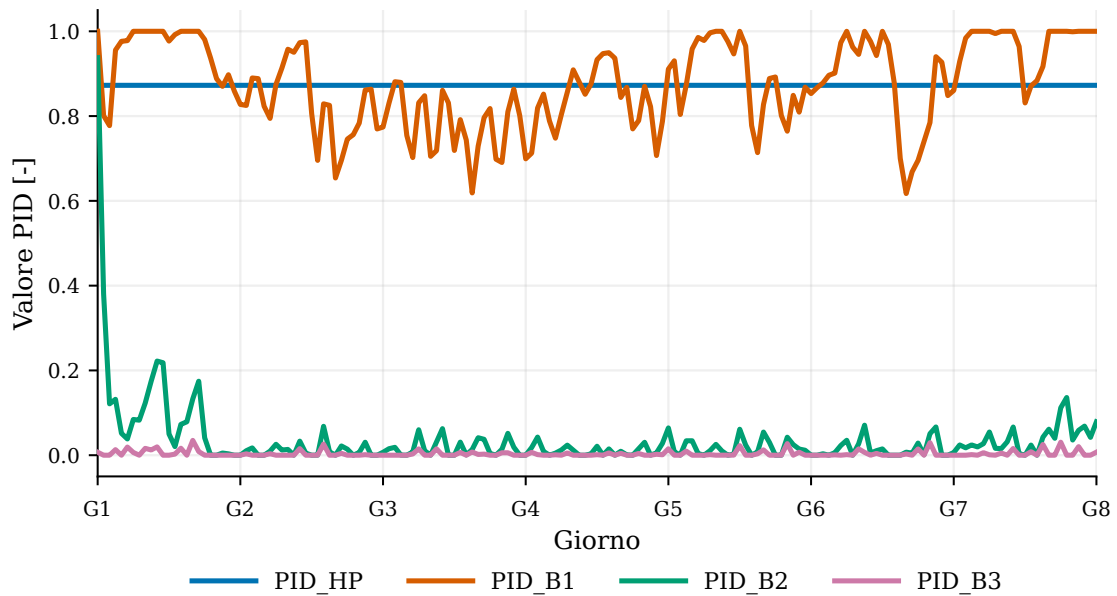


Figura 6.9: Esempio di analisi dei controlli: output PID e attuazione delle valvole a tre vie su una settimana tipo.

6.5 KPI di sintesi e metriche d'errore

Per sintetizzare la validazione si riportano: (i) metriche d'errore su base oraria per le temperature osservabili; (ii) KPI di qualità del controllo, quali tempo in banda, deviazione massima; (iii) indicatori energetici di coerenza del bilancio e, se calcolabili in modo robusto, prestazioni della pompa di calore.

L'impostazione è coerente con buone pratiche di misura, verifica e calibrazione di modelli energetici [20, 21].

6.5.1 Metriche d'errore (RMSE) sulle temperature

Le metriche su T_{mand} e T_{rit} consentono di quantificare in modo sintetico la capacità del modello di riprodurre le temperature osservate. In particolare, valori contenuti di RMSE rappresentano un primo indicatore quantitativo dell'affidabilità del Digital Twin nel dominio termico.

6.5.2 KPI di qualità del controllo

Per valutare la qualità della regolazione si introducono KPI semplici e robusti:

- **tempo in banda** p_{band} : percentuale di ore in cui $|T_{mand}(t) - T_{sp}(t)| \leq \Delta T = 0.5^\circ\text{C}$;
- **deviazione massima** $\Delta T_{max} = \max_t |T_{mand}(t) - T_{sp}(t)|$;
- **tempo fuori banda** t_{out} : numero di ore fuori dalla banda di servizio;
- **errore quadratico medio rispetto al set-point** $RMSE_{sp}$;

Questi indicatori permettono di valutare non soltanto l'aderenza della simulazione alle misure, ma anche la qualità del servizio garantito dal sistema simulato. In particolare, un tempo in banda elevato e deviazioni massime contenute costituiscono evidenze rilevanti dell'affidabilità del modello e della correttezza della regolazione implementata.

Tabella 6.5: Metriche d'errore orarie tra misure e simulazione per le temperature del secondario sulle settimane tipo.

Stagione	Variabile	RMSE [$^{\circ}\text{C}$]
Inverno	T_{mand}	0.44
Inverno	T_{rit}	3.26
Primavera	T_{mand}	0.86
Primavera	T_{rit}	1.85
Estate	T_{mand}	0.29
Estate	T_{rit}	2.33
Autunno	T_{mand}	0.38
Autunno	T_{rit}	3.28

Tabella 6.6: KPI di qualità del controllo sulle settimane tipo: rispetto del set-point, deviazioni.

Stagione	p_{band} [%]	t_{out} [h]	ΔT_{max} [$^{\circ}\text{C}$]	$RMSE_{sp}$ [$^{\circ}\text{C}$]
Inverno	99.40	1.00	0.51	0.10
Primavera	100.00	0.00	0.30	0.10
Estate	98.22	3.00	0.53	0.17
Autunno	89.29	18.00	0.66	0.13

6.5.3 Prestazioni della pompa di calore e indicatori energetici

Quando il dataset consente di calcolare in modo robusto le prestazioni della pompa di calore, ad esempio tramite stima di $E_{th,HP}$ e misura o ricostruzione di $E_{el,HP}$, si introducono gli indicatori definiti nel Capitolo 2. Anche in questo caso il COP medio va interpretato come indicatore prestazionale coerente con il modello e con i dati disponibili, non come certificazione sperimentale del componente in senso normativo:

$$COP_{avg} = \frac{E_{th,HP}}{E_{el,HP}}. \quad (6.7)$$

Qualora questi dati siano disponibili, essi consentono di rafforzare ulteriormente la validazione del modello, mostrando che il Digital Twin non solo riproduce correttamente le temperature e il servizio termico, ma rappresenta in modo credibile anche le prestazioni energetiche del generatore principale.

6.5.4 Sintesi quantitativa della validazione termica

Per fornire una lettura sintetica dell'affidabilità del modello termico, si riporta una tabella conclusiva che integra le principali metriche di errore, il rispetto del set-point e la coerenza energetica.

Tale sintesi consente di esprimere in forma compatta il grado di affidabilità del modello nelle diverse condizioni stagionali, evitando che la valutazione sia basata su un singolo indicatore isolato.

Tabella 6.7: Prestazioni della pompa di calore sulle settimane tipo: consumi elettrici, energia termica fornita e COP medio.

Stagione	$E_{el,HP}$ [MWh]	$E_{th,HP}$ [MWh _{th}]	COP_{avg}	Nota
Inverno	11.74	21.69	2.02	
Primavera	5.27	13.72	2.60	
Estate	3.49	10.68	3.06	
Autunno	6.46	19.25	2.45	

Tabella 6.8: Sintesi della validazione del dominio termico sulle settimane tipo.

Stagione	RMSE T_{mand} [°C]	RMSE T_{rit} [°C]	p_{band} [%]	Scost. energia [%]
Inverno	0.44	3.26	99.40	5.28
Primavera	0.86	1.85	100.00	1.09
Estate	0.29	2.33	98.22	5.32
Autunno	0.38	3.28	89.29	5.03

6.6 Discussione: interpretazione degli scostamenti e limiti

Nel complesso, i risultati della validazione mostrano che il Digital Twin è in grado di riprodurre in modo soddisfacente il comportamento termico del sistema nelle settimane tipo considerate. L'accordo tra misure e simulazione risulta positivo sia sul piano delle temperature caratteristiche del secondario, sia sul piano del rispetto dei vincoli di servizio, sia infine sul piano della coerenza energetica complessiva. Ne emerge quindi un modello termico sufficientemente affidabile per le finalità della tesi e per le successive analisi di scenario.

Accuratezza sulle temperature del secondario Un primo elemento particolarmente rilevante riguarda la riproduzione della temperatura di mandata. Come mostrato in Tabella 6.5, i valori di RMSE di T_{mand} risultano sempre contenuti e inferiori a 1 °C, con valori pari a 0.44 °C in inverno, 0.86 °C in primavera, 0.29 °C in estate e 0.38 °C in autunno. Questo risultato indica che il modello descrive con buona accuratezza la variabile maggiormente legata al servizio termico e alla regolazione della generazione.

La temperatura di ritorno presenta errori più elevati, con RMSE compresi tra 1.85 °C e 3.28 °C. Tale comportamento è comunque plausibile, poiché il ritorno risente maggiormente della dinamica degli accumuli, delle inerzie termo-idrauliche, della distribuzione dei carichi e delle semplificazioni introdotte nella rappresentazione del secondario. In questo senso, il fatto che anche questa variabile resti entro livelli di errore contenuti costituisce comunque un risultato positivo.

Qualità del controllo e rispetto del set-point I KPI di controllo riportati in Tabella 6.6 confermano la buona qualità della regolazione implementata nel modello. Il tempo in banda p_{band} risulta infatti molto elevato in tutte le stagioni: 99.40% in inverno, 100% in primavera, 98.22% in estate e 89.29% in autunno. Anche l'errore quadratico medio rispetto al set-point rimane contenuto, con valori compresi tra 0.10 °C e 0.17 °C, mentre la deviazione massima resta limitata e inferiore a 0.7 °C in tutti i casi analizzati.

Nel complesso, questi risultati mostrano che il modello non solo riproduce le grandezze termiche osservate, ma è anche in grado di garantire una regolazione coerente con il livello di servizio richiesto. La stagione autunnale rappresenta il caso relativamente più critico,

ma anche in questo caso il comportamento del modello rimane accettabile e compatibile con una fase operativa più variabile e più difficile da rappresentare.

Coerenza del bilancio energetico Dal punto di vista energetico, la Tabella 6.2 evidenzia una buona chiusura del bilancio termico tra domanda e fornitura. Gli scostamenti relativi risultano pari a 5.28% in inverno, 1.09% in primavera, 5.32% in estate e 5.03% in autunno. Tali valori sono contenuti e risultano coerenti con il livello di dettaglio del modello e con la disponibilità dei dati sperimentali.

In particolare, il risultato primaverile mostra una corrispondenza molto stretta tra energia richiesta ed energia fornita, mentre gli scostamenti leggermente più elevati nelle altre stagioni restano comunque dell'ordine di pochi punti percentuali. Alla luce dell'assenza di misure dirette di tutte le grandezze interne al sistema, questi risultati supportano la bontà complessiva della rappresentazione energetica adottata.

Ripartizione tra pompa di calore e caldaie La ripartizione della fornitura termica tra pompa di calore e caldaie, riportata in Tabella 6.3, rafforza ulteriormente la credibilità fisica del modello. In autunno la quota di energia termica coperta dalla pompa di calore è la più elevata (65.27%) mentre in inverno, primavera ed estate la ripartizione risulta più equilibrata.

Questo andamento è coerente con il comportamento atteso del sistema al variare delle condizioni climatiche e del fabbisogno termico. Il modello, quindi, non si limita a riprodurre correttamente i livelli energetici complessivi, ma restituisce anche una distribuzione plausibile del contributo dei diversi generatori.

Prestazioni della pompa di calore Anche i valori di COP_{avg} riportati in Tabella 6.7 risultano coerenti con l'andamento stagionale atteso. Il coefficiente di prestazione medio assume infatti valori pari a 2.02 in inverno, 2.60 in primavera, 3.06 in estate e 2.45 in autunno. L'incremento del COP nelle condizioni più favorevoli e la sua riduzione nei periodi più severi rappresentano un ulteriore elemento di coerenza fisica del modello e confermano la ragionevolezza della simulazione anche dal punto di vista prestazionale.

Limiti e interpretazione degli scostamenti residui Gli scostamenti residui osservati tra misure e simulazione possono essere ricondotti a fattori noti e compatibili con le assunzioni modellistiche adottate. In particolare, le differenze sulla temperatura di ritorno e le discrepanze residue nel bilancio energetico possono dipendere da: (i) semplificazioni nella rappresentazione degli accumuli e delle inerzie termo-idrauliche; (ii) modellazione equivalente delle perdite e degli scambiatori; (iii) effetti di mixing e posizione dei sensori rispetto ai punti ideali di misura; (iv) risoluzione temporale oraria del dataset e assenza di misure di maggiore dettaglio; (v) inerzia degli accumuli e delle reti idroniche non completamente osservabile.

Tali limiti, tuttavia, non compromettono la capacità del modello di descrivere in modo credibile il comportamento complessivo del sistema. Al contrario, il fatto che gli errori rimangano contenuti e che le grandezze più rilevanti per il servizio siano ben riprodotte costituisce un elemento importante a supporto dell'affidabilità del Digital Twin.

Implicazioni per le analisi di scenario Nel complesso, i risultati della validazione termica mostrano che il modello rappresenta una base sufficientemente affidabile per le analisi *what-if* sviluppate nei capitoli successivi. In particolare, la capacità di riprodurre

con buona accuratezza la temperatura di mandata, di garantire un elevato rispetto del set-point, di chiudere in modo plausibile il bilancio energetico e di rappresentare correttamente la ripartizione tra pompa di calore e caldaie rende il Digital Twin adatto a supportare valutazioni su strategie di esercizio, modifiche impiantistiche e possibili miglioramenti di efficienza energetica.

6.7 Sintesi del capitolo

In questo capitolo il Digital Twin è stato validato sul dominio termico mediante confronto tra misure orarie e output simulati, aggregati su base oraria, sulle settimane tipo stagionali. La validazione è stata condotta principalmente sulle temperature del secondario, sul rispetto del set-point, sulla coerenza del bilancio energetico e sulla stabilità delle logiche di controllo.

Le prestazioni sono state quantificate tramite metriche d'errore sulle temperature, indicatori di qualità del controllo e verifiche di coerenza energetica. Quando disponibili, ulteriori indicatori energetici, quali la ripartizione della generazione termica tra pompa di calore e caldaie e il COP medio della pompa di calore, consentono di rafforzare ulteriormente la verifica dell'affidabilità del modello.

Nel complesso, gli esiti della validazione termica completano la validazione elettrica del capitolo precedente e mostrano che il Digital Twin costituisce una base sufficientemente affidabile per l'analisi degli scenari *what-if*. Le variabili direttamente validate sono le temperature e gli indicatori di servizio; la chiusura dei bilanci, la ripartizione tra generatori e il COP medio rafforzano la credibilità fisica del modello come verifiche indirette coerenti con il quadro informativo disponibile.

Capitolo 7

Scenari di simulazione, risultati e discussione

7.1 Obiettivi del capitolo

Questo capitolo descrive la metodologia adottata per definire gli scenari di simulazione e per impostare le analisi *what-if* eseguite tramite il Digital Twin implementato in AVEVA Process Simulation [5, 6, 22]. L'obiettivo è costruire un insieme di condizioni operative **rappresentative, confrontabili e coerenti** con i dati reali disponibili e con i vincoli impiantistici, così da poter valutare in modo controllato l'effetto di specifiche modifiche operative o configurative e, successivamente, discuterne in modo organico i risultati tecnico-energetici.

In particolare, il capitolo si propone di:

- definire una **baseline** di riferimento per una settimana tipo stagionale;
- individuare un insieme di **scenari alternativi** costruiti modificando in modo mirato il sottosistema elettrico locale o la strategia di gestione del dominio termico;
- stabilire un **set-up simulativo univoco e ripetibile**, tale da consentire confronti robusti tra scenari;
- introdurre la codifica utilizzata per organizzare i casi di studio e supportare la successiva discussione dei risultati.

Le convenzioni di aggregazione temporale, i KPI e le metriche utilizzate per rendere confrontabili i risultati sono quelli definiti nel Capitolo 2.

7.2 Approccio generale alla costruzione degli scenari

Nel presente lavoro, uno **scenario** è definito come una combinazione coerente di: (i) **profili di input** (domanda termica, condizioni meteorologiche, disponibilità della generazione elettrica locale, ecc.); (ii) **regole decisionali e parametri di esercizio** (logiche di ripartizione tra PdC e caldaie, set-point, disponibilità dei componenti); (iii) **vincoli operativi** (limiti di potenza, limiti di temperatura, condizioni di sicurezza e vincoli impiantistici).

Uno scenario rappresenta quindi una specifica condizione di esercizio del sistema, definita in modo da isolare l'effetto della leva oggetto di analisi.

Unità temporale e periodo di riferimento. Ogni scenario è costruito su una **settimana tipo stagionale** selezionata dal dataset, secondo i criteri descritti nel Capitolo 2. L'orizzonte settimanale rappresenta un compromesso tra rappresentatività delle dinamiche operative e leggibilità dei risultati: esso consente infatti di includere la variabilità intragiornaliera e la successione di giorni con condizioni differenti, mantenendo al contempo un orizzonte simulativo gestibile.

Baseline e confrontabilità. Per ciascuna settimana tipo viene definita una **configurazione baseline**, indicata nel seguito con S_0 , corrispondente all'assetto operativo osservato nei dati e successivamente validato nei Capitoli 5 e 6. Gli scenari alternativi, indicati con S_j , si ottengono modificando una o più leve decisionali rispetto alla baseline, mantenendo invariati tutti gli altri elementi non direttamente oggetto dell'analisi. In questo modo, le differenze osservate nei risultati possono essere attribuite in prima approssimazione alla sola modifica introdotta.

Per una grandezza aggregata X si definisce quindi lo scostamento rispetto alla baseline come:

$$\Delta X = X^{S_j} - X^{S_0}.$$

Risoluzione temporale delle simulazioni e post-processing. Le simulazioni sono eseguite nel Digital Twin con un passo interno pari a 30 s. I risultati vengono poi elaborati in modo coerente con l'indicatore analizzato: le energie sono ottenute per integrazione sull'orizzonte temporale considerato, mentre potenze e temperature possono essere analizzate sia alla risoluzione nativa del modello sia mediante aggregazioni temporali coerenti con i KPI definiti nel Capitolo 2. Nel presente capitolo l'interesse principale non è il confronto diretto con le misure, già affrontato nei capitoli di validazione, bensì il confronto **tra scenari simulati in condizioni omogenee di set-up**.

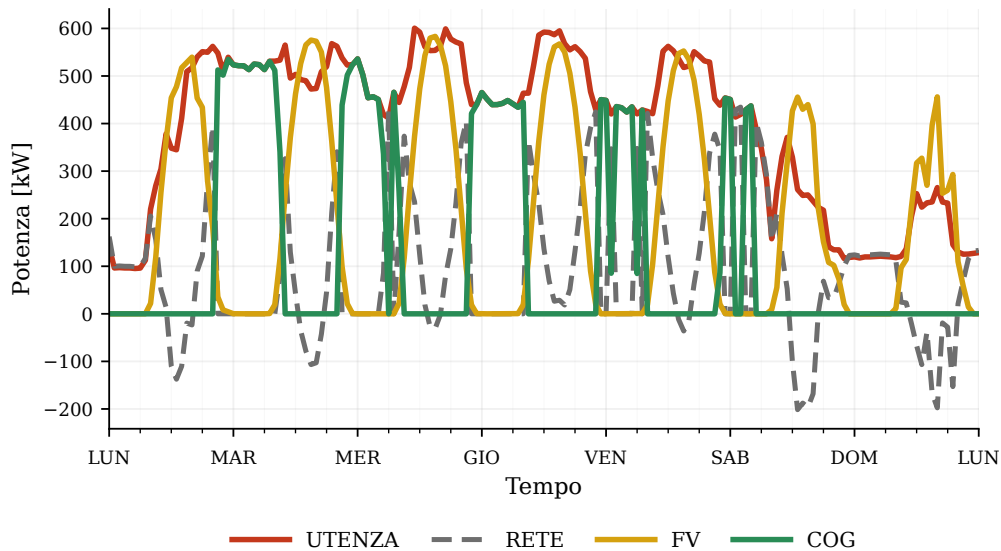


Figura 7.1: Esempio illustrativo di un ipotetico profilo elettrico utilizzabile come riferimento (utenza elettrica, rete, cogeneratore e FV). La figura evidenzia la variabilità intragiornaliera e l'interazione tra generazione locale e scambio con la rete, elementi che motivano la definizione di scenari dedicati al sottosistema elettrico locale.

7.3 Set-up delle simulazioni in AVEVA

Il set-up simulativo è definito in modo da garantire ripetibilità, robustezza e confrontabilità, facendo riferimento alle funzionalità di gestione dati e configurazione del simulatore [23]. In particolare, per tutte le simulazioni si adottano le seguenti convenzioni:

- **inizializzazione:** per ciascuna settimana tipo si imposta uno stato iniziale coerente con le principali variabili termiche ed elettriche disponibili, così da ridurre l'influenza di transitori numerici non rappresentativi;
- **profili di input:** i profili orari di domanda termica, condizioni esterne, generazione locale e variabili meteorologiche vengono caricati nel modello e interpolati sul passo di integrazione; eventuali dati mancanti sono trattati secondo le regole definite nel Capitolo 2;
- **vincoli impiantistici:** i limiti operativi dei componenti, le saturazioni e i vincoli di sicurezza sono quelli descritti nel Capitolo 4;
- **logiche di controllo:** PID, valvole e regole di attivazione dei generatori sono mantenuti coerenti con quanto validato nel Capitolo 6, salvo quando la logica stessa costituisce la leva di scenario.

Tale impostazione metodologica consente di attribuire le differenze tra i casi simulati principalmente alla modifica introdotta nello scenario, minimizzando variazioni spurie dovute al solo assetto numerico del modello.

7.3.1 Classificazione degli scenari

Per garantire copertura delle principali condizioni operative, gli scenari sono raggruppati in tre macro-categorie:

1. **scenari stagionali di baseline**, corrispondenti alle settimane tipo selezionate dal dataset;
2. **scenari FV-driven**, riferiti a variazioni del sottosistema di generazione elettrica locale;
3. **scenari termici e di strategia operativa**, relativi a modifiche del contributo della pompa di calore, delle caldaie o della loro disponibilità.

7.4 Scenario stagionale (baseline)

Lo scenario stagionale scelto coincide con la **settimana tipo Autunnale** e costituisce la baseline di riferimento per i confronti. La baseline S_0 è definita mantenendo:

- i profili osservati di domanda termica e le condizioni esterne;
- il profilo di generazione elettrica locale coerente con il periodo considerato;
- i set-point e le logiche di controllo calibrate e validate nei Capitoli 4, 5 e 6.

Tabella 7.1: Principali KPI elettrici della baseline autunnale.

Stagione	E_{imp} [MWh]	E_{exp} [MWh]	$LS\%$ [%]	$EX\%$ [%]
Autunno	28.87	2.18	46.48	6.70

Tabella 7.2: Principali KPI termici e di servizio della baseline autunnale.

Stagione	$E_{el,HP}$ [MWh]	$E_{th,B}$ [MWh]	V_{gas} [Sm ³]	Quota HP [%]	p_{band} [%]
Autunno	6.46	10.24	1175.98	65.27	89.29

7.4.1 Sintesi dei KPI baseline

La Tabella 7.1 e la Tabella 7.2 riportano i principali indicatori elettrici, termici e di servizio della baseline autunnale. Tali valori costituiscono il riferimento rispetto al quale vengono discussi gli scostamenti introdotti dagli scenari successivi.

7.4.2 Profili baseline rappresentativi

Le Figure 7.2 e 7.3 mostrano, per la settimana tipo autunnale, i principali profili elettrici e termici del caso baseline. Esse sono utili per leggere correttamente il significato dei risultati di scenario: nel caso elettrico emerge la complementarità tra fotovoltaico, cogeneratore e rete, mentre nel caso termico si osserva una ripartizione già bilanciata tra contributo della pompa di calore e integrazione da caldaie.

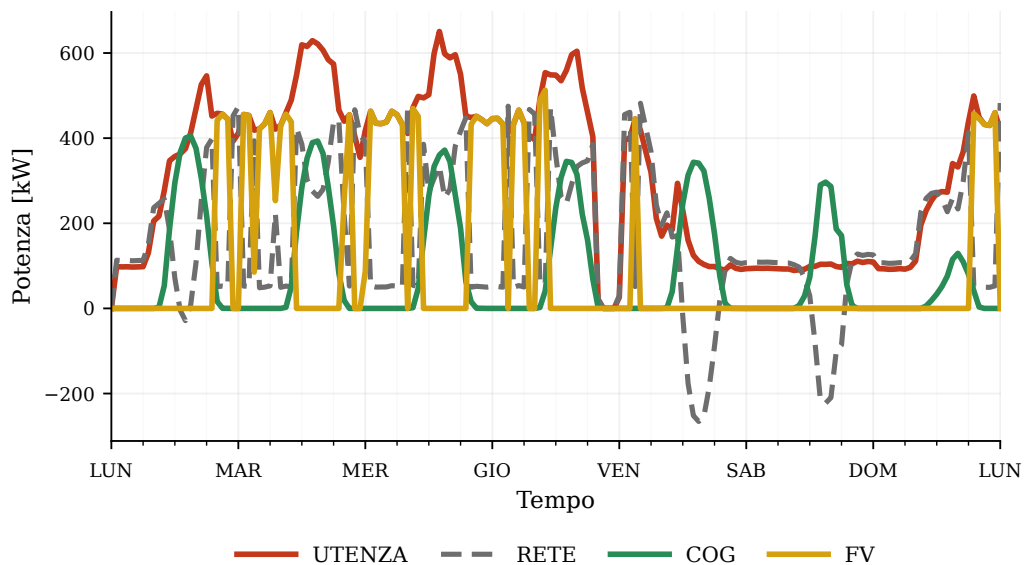


Figura 7.2: Profili elettrici della baseline autunnale: carico elettrico del sito, generazione fotovoltaica, contributo del cogeneratore e scambio con la rete.

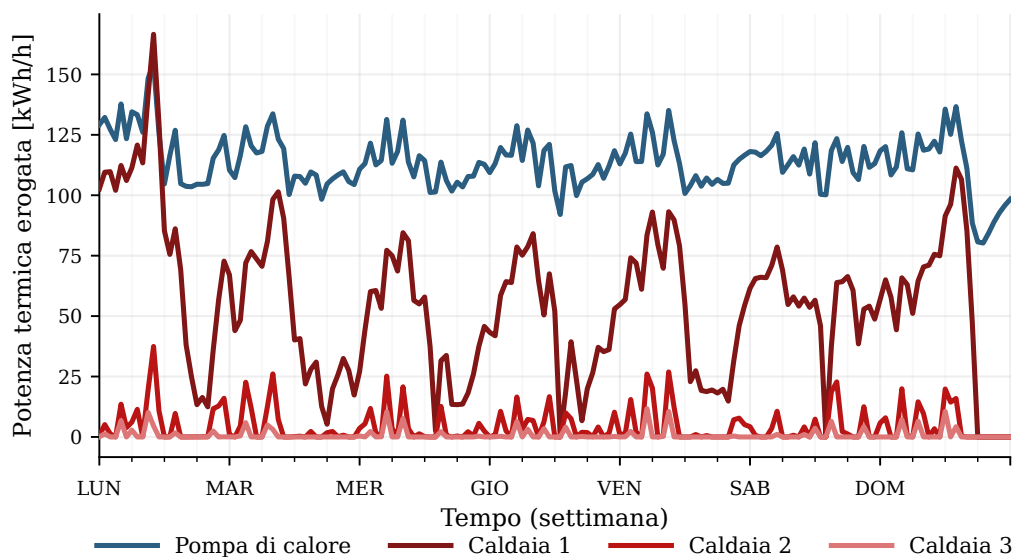


Figura 7.3: Profili termici della baseline autunnale: contributo della pompa di calore e delle caldaie alla copertura del fabbisogno termico.

Tabella 7.3: Schema generale di confronto tra scenari: elementi mantenuti invariati e leve modificate.

Invariato (per confrontabilità)	Modificato (leva di scenario)
Settimana tipo di riferimento	Assetto del sottosistema FV+COG
Domanda termica ed elettrica di base	Strategia di esercizio della PdC
Condizioni esterne e profili climatici	Disponibilità dei generatori termici
Vincoli impiantistici e limiti operativi	Configurazione specifica del caso studiato
KPI e criteri di post-processing	Parametri direttamente oggetto di analisi

7.5 Scenari FV-driven

Gli scenari *FV-driven* sono finalizzati a valutare l'effetto delle variazioni nella generazione elettrica locale sul bilancio elettrico complessivo del sistema, con particolare riferimento agli indicatori di autoconsumo e di scambio con la rete. Sebbene la denominazione faccia esplicito riferimento al contributo fotovoltaico, in questo lavoro tale famiglia di scenari comprende, più in generale, le variazioni che interessano il sottosistema di generazione elettrica locale dell'impianto, costituito dall'accoppiamento tra generazione fotovoltaica e cogeneratore. Tale scelta è motivata dal fatto che, nel caso studio analizzato, FV e COG concorrono congiuntamente alla copertura del fabbisogno elettrico e alla definizione del bilancio energetico lato elettrico.

In letteratura, la *self-consumption ratio* è generalmente definita come la quota di energia elettrica prodotta localmente e consumata all'interno del sistema, mentre la *self-sufficiency ratio* rappresenta la quota dei consumi elettrici complessivi coperta dalla generazione locale [24, 25]. Nel presente lavoro tali indicatori sono utilizzati come strumenti sintetici per confrontare, a parità di settimana tipo e di strategia termica, l'effetto delle diverse configurazioni del sottosistema elettrico locale.

Sono state quindi considerate le seguenti varianti:

- **FV0 (baseline)**: configurazione di riferimento, corrispondente al profilo di generazione elettrica locale osservato nella settimana tipo considerata, comprensivo del contributo fotovoltaico e della disponibilità del cogeneratore secondo l'assetto reale dell'impianto;
- **FV1 (assenza del COG)**: configurazione ottenuta mantenendo invariato il profilo fotovoltaico della settimana tipo e imponendo l'indisponibilità del cogeneratore, al fine di valutare l'effetto della perdita di una quota di generazione locale programmabile sul prelievo dalla rete e sugli indicatori di autoconsumo/autosufficienza;
- **FV2 (COG a pieno carico)**: configurazione in cui il cogeneratore, anziché operare secondo la logica di inseguimento elettrico adottata nel caso baseline, viene mantenuto alla massima potenza disponibile, al fine di valutare l'impatto di una maggiore quota di generazione elettrica locale programmabile sui flussi di rete e sugli indicatori energetici del sistema;
- **FV3 (indisponibilità parziale del FV)**: configurazione ottenuta riducendo la generazione fotovoltaica mediante l'esclusione di una sezione dell'impianto, in modo da simulare una condizione di manutenzione o guasto parziale (cfr. Sezione 4.3).

La costruzione dei casi alternativi è stata effettuata nel rispetto dei vincoli fisici del sistema, evitando in ogni caso il superamento della potenza nominale installata delle singole sezioni fotovoltaiche (Tabella 3.1) e mantenendo invariati, salvo ove diversamente specificato, i profili di domanda e la strategia di gestione del dominio termico. L'analisi comparativa di tali scenari consente quindi di quantificare, in condizioni controllate, l'impatto della disponibilità della generazione elettrica locale sui flussi di importazione/esportazione di rete e sulle prestazioni energetiche complessive del sistema.

7.6 Risultati degli scenari FV-driven

La Tabella 7.4 riassume, per la settimana tipo autunnale, i principali indicatori elettrici degli scenari FV. Per rendere la lettura più robusta, sono riportati sia i valori assoluti di import/export sia gli scostamenti rispetto alla baseline.

Tabella 7.4: Sintesi dei principali KPI elettrici negli scenari FV rispetto alla baseline autunnale.

Scenario	E_{imp} [MWh]	ΔE_{imp} [MWh]	E_{exp} [MWh]	ΔE_{exp} [MWh]	ΔLS [%]
FV1	47.80	+18.93	2.18	+0.00	-24.83
FV2	0.00	-28.87	59.11	+56.93	+53.52
FV3	28.87	+0.00	0.95	-1.23	+0.00

Per evitare di appesantire la tabella con una colonna testuale molto estesa, la lettura sintetica dei tre casi è riportata direttamente nel testo: FV1 evidenzia la perdita della generazione programmabile; FV2 mostra una condizione di sovrapproduzione con forte export; FV3 rappresenta invece una riduzione parziale del contributo fotovoltaico, con impatto prevalente sull'energia esportata.

La Figura 7.4 fornisce una lettura sinottica dell'andamento della potenza di scambio con la rete nei diversi scenari FV. Il grafico mette subito in evidenza che il passaggio da una configurazione con generazione locale bilanciata a una configurazione con generazione eccessiva o, al contrario, carente, modifica in modo sostanziale il profilo del bilancio elettrico del sito.

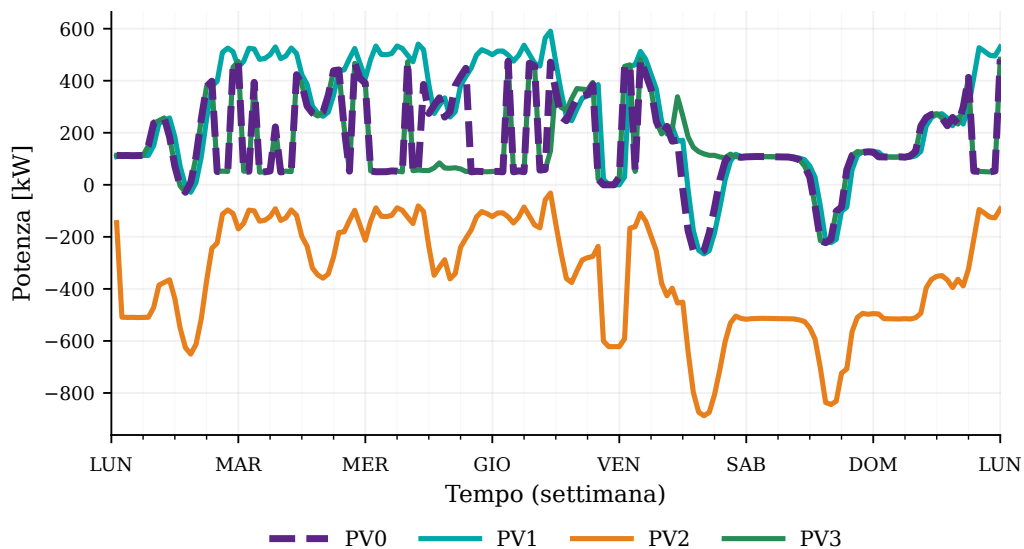


Figura 7.4: Confronto sintetico tra i profili di scambio con la rete nei diversi scenari FV della settimana autunnale.

7.6.1 Scenario FV1: assenza del cogeneratore

Nello scenario FV1 il profilo fotovoltaico rimane invariato rispetto alla baseline, mentre il cogeneratore viene reso indisponibile. Si tratta dello scenario più adatto a isolare il ruolo della componente programmabile della generazione locale.

Dal confronto con la baseline emerge con chiarezza che il cogeneratore svolge una funzione di stabilizzazione del bilancio elettrico del sito. In sua assenza, l'energia importata dalla rete cresce da 28.87 MWh a 47.80 MWh, con un incremento pari a 18.93 MWh. Tale aumento non è compensato da un analogo cambiamento dell'export, che rimane so-

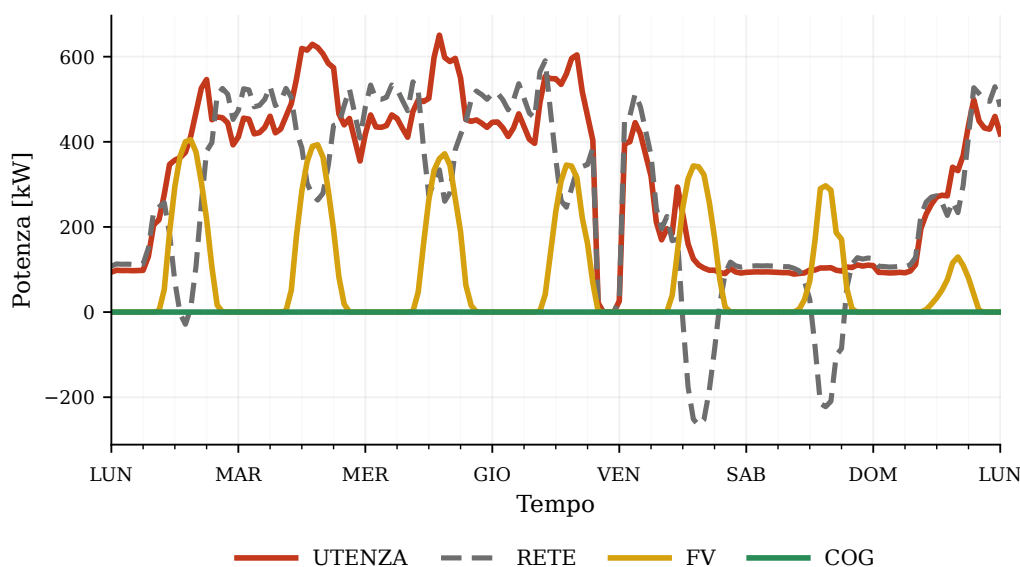


Figura 7.5: Profili elettrici nello scenario FV1: assenza del cogeneratore e conseguente modifica del bilancio con la rete.

stanzialmente invariato, segnalando che il sito perde soprattutto una quota di generazione locale utile alla copertura del carico interno e non semplicemente una quota di produzione marginale destinata alla rete.

Dal punto di vista fisico, la Figura 7.5 mostra come, nelle ore non coperte dal fotovoltaico, l'assenza del COG si traduca immediatamente in un maggiore ricorso alla rete. Il risultato è coerente con la diminuzione del contributo locale alla copertura del fabbisogno elettrico, sintetizzata dal calo del Local Supply di circa 24.83 punti percentuali. Ciò conferma che, nella configurazione reale del sito, il cogeneratore non agisce come semplice generatore accessorio, ma come elemento rilevante per contenere la dipendenza dalla rete e rendere meno intermittente l'assetto di approvvigionamento elettrico.

7.6.2 Scenario FV2: cogeneratore a pieno carico

Nello scenario FV2 il cogeneratore, anziché seguire la logica osservata di inseguimento elettrico, viene mantenuto alla massima potenza disponibile per l'intera settimana. Questo caso rappresenta il limite superiore di sfruttamento della generazione programmabile locale.

Il risultato più evidente è l'azzeramento dell'import dalla rete, che passa da 28.87 MWh a 0 MWh. Tuttavia, questo beneficio è accompagnato da una crescita estremamente marcata dell'energia esportata, che raggiunge 59.11 MWh contro i 2.18 MWh della baseline. In altre parole, l'aumento della generazione locale non viene assorbito integralmente dal sito, ma si trasferisce in larga parte in esportazione verso la rete.

Dal punto di vista metodologico, questo scenario è particolarmente istruttivo perché mostra che una strategia di massimizzazione della generazione locale non coincide necessariamente con una strategia di massimizzazione del beneficio energetico in sito. Una volta saturato il carico interno, l'ulteriore produzione non migliora l'autonomia elettrica del sistema, ma aumenta semplicemente l'energia eccedente. Il comportamento osservato supporta quindi la scelta impiantistica di mantenere il cogeneratore in inseguimento

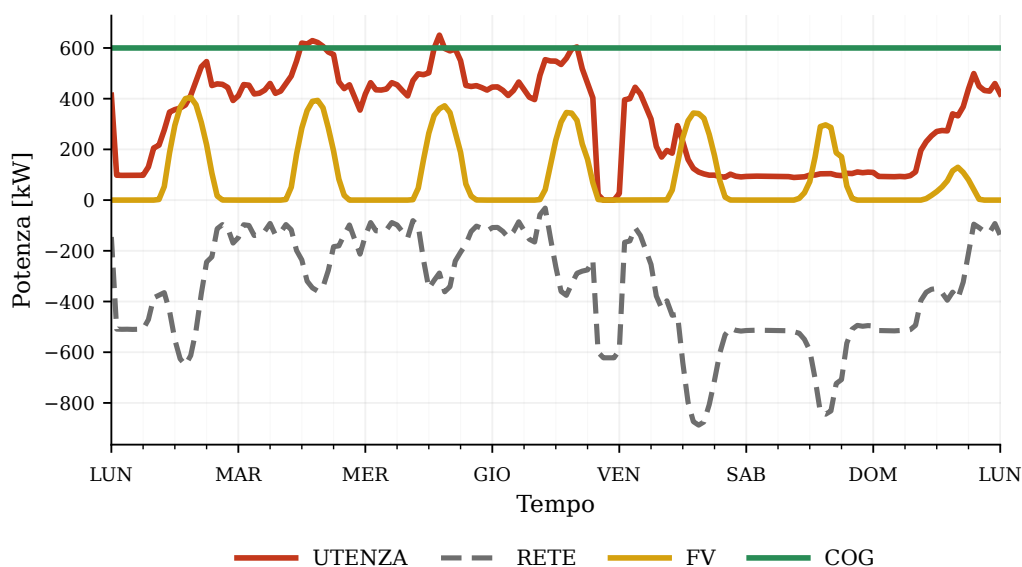


Figura 7.6: Profili elettrici nello scenario FV2: cogeneratore mantenuto a pieno carico e conseguente modifica dello scambio con la rete.

elettrico nella configurazione baseline: tale logica appare più coerente con un obiettivo di autoconsumo locale che non con una mera massimizzazione della produzione.

7.6.3 Scenario FV3: indisponibilità parziale del fotovoltaico

Lo scenario FV3 simula una riduzione della generazione fotovoltaica mediante esclusione parziale di una o più sezioni dell'impianto. Esso consente di leggere il ruolo del fotovoltaico non solo in chiave di ottimizzazione, ma anche in termini di robustezza del bilancio elettrico rispetto a condizioni di disponibilità ridotta.

I risultati mostrano che l'indisponibilità parziale del FV riduce l'export da 2.18 MWh a 0.95 MWh, mentre l'import da rete rimane sostanzialmente invariato. Questo comportamento suggerisce che, nella settimana autunnale analizzata, una parte non trascurabile della produzione fotovoltaica sottratta dallo scenario FV3 era già collocata in una zona del bilancio caratterizzata da surplus locale: la sua riduzione, quindi, comprime soprattutto l'energia esportata, più che aumentare il fabbisogno di importazione.

La Figura 7.8 consente inoltre di interpretare il risultato dal punto di vista impiantistico. Il contributo delle tre sezioni non è omogeneo: la sezione 2 risulta dominante, mentre la sezione 1 ha un peso molto contenuto e la sezione 3 fornisce un apporto intermedio ma comunque inferiore rispetto alla sezione principale. Di conseguenza, la sensibilità del sistema all'indisponibilità fotovoltaica dipende fortemente da quale sezione viene esclusa. Dal punto di vista della diagnosi e della gestione operativa, questo è un risultato utile perché indica che l'affidabilità del sottosistema FV non può essere valutata solo in termini di potenza installata complessiva, ma deve tenere conto della distribuzione reale dei contributi tra i diversi campi.

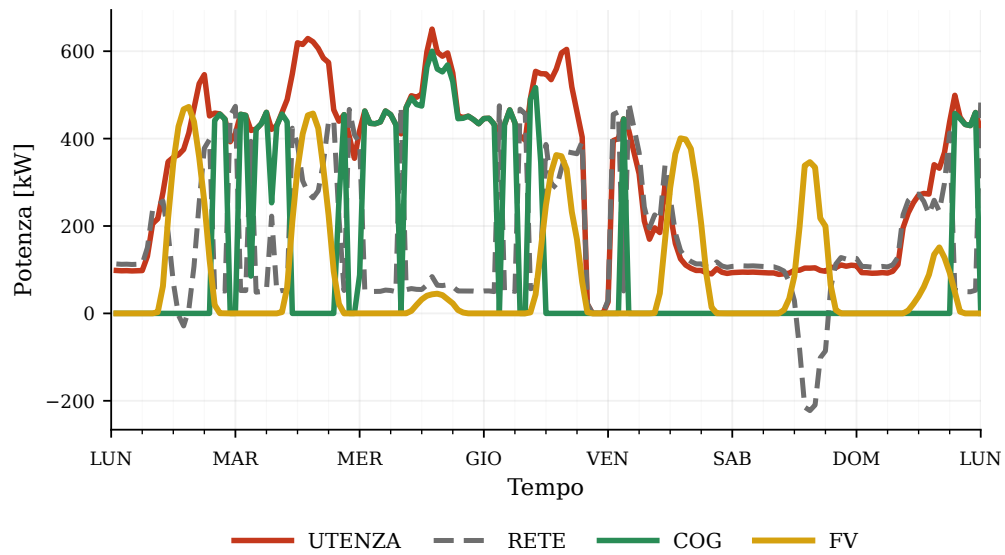


Figura 7.7: Profili elettrici nello scenario FV3: riduzione parziale della generazione fotovoltaica e impatto sul bilancio con la rete.

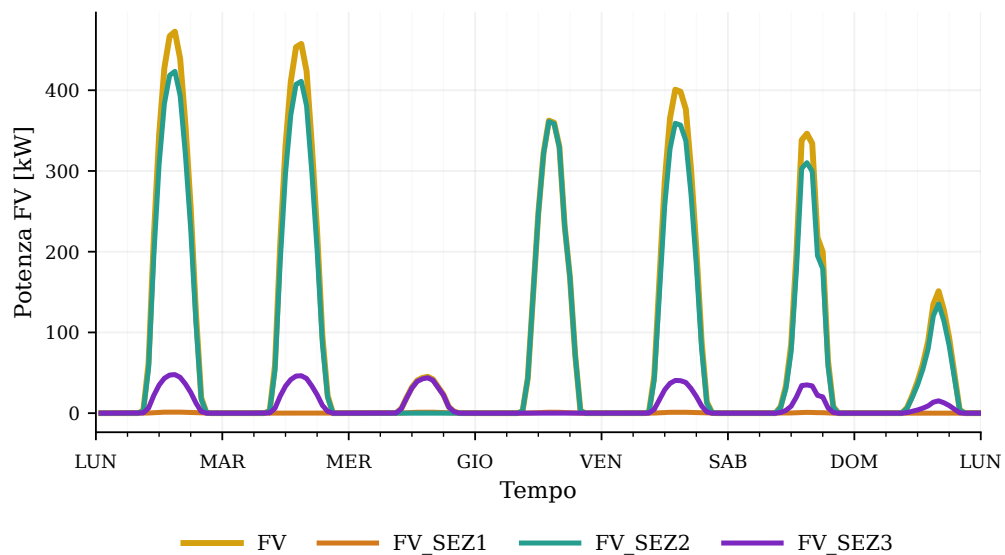


Figura 7.8: Contributo delle diverse sezioni fotovoltaiche nello scenario FV3.

7.6.4 Sintesi critica degli scenari FV

Presi nel loro insieme, gli scenari FV chiariscono un punto centrale del lavoro: il valore della generazione elettrica locale non dipende unicamente dall'energia prodotta, ma dalla sua **capacità di sostituire import di rete in modo effettivo**. In questa ottica, fotovoltaico e cogeneratore hanno ruoli distinti e complementari. Il fotovoltaico fornisce una quota rinnovabile ma intrinsecamente intermittente, mentre il cogeneratore garantisce una componente programmabile, che può essere modulata in funzione del bilancio del sito.

La discussione dei tre scenari mostra anche che il sistema è già relativamente ben tarato sul principio dell'autoconsumo: quando il cogeneratore viene rimosso, l'import cresce sensibilmente; quando viene invece spinto al massimo, il sito entra rapidamente in sovrapproduzione. Questo significa che la baseline non è una configurazione casuale, ma un assetto che rappresenta già un compromesso ragionevole tra copertura del carico locale e limitazione dell'export. Lo scenario FV3, infine, aggiunge una lettura di robustezza, evidenziando che la sensibilità del bilancio elettrico a guasti o manutenzioni parziali dipende dalla reale gerarchia dei contributi delle singole sezioni FV.

7.7 Scenari termici TH

Gli scenari termici modificano le regole di ripartizione del carico tra pompa di calore e caldaie, nonché i set-point lato utenza, con l'obiettivo di quantificarne l'impatto sul consumo di gas naturale, sull'assorbimento elettrico e, più in generale, sulle prestazioni energetiche del sistema multi-vettore.

Le varianti sono state definite nel rispetto dei vincoli del modello, quali limiti di temperatura, capacità dei componenti e condizioni di sicurezza operativa, mantenendo invariata la struttura generale delle logiche di controllo e intervenendo unicamente sui parametri caratteristici dello scenario analizzato.

Nel seguito si considerano, come insieme minimo di casi, le seguenti strategie:

- **TH0 (baseline)**: configurazione di riferimento, corrispondente alla logica di esercizio osservata nei dati e successivamente calibrata nel modello;
- **TH1 (PdC ad inseguimento termico)**: configurazione in cui la pompa di calore, nel caso base soggetta a un limite di potenza nominale pari a 150 kW e a una temperatura massima interna di 77 °C, viene invece impostata con logica di inseguimento termico del secondario. In tale scenario il vincolo sulla temperatura interna viene rilassato, consentendo alla pompa di calore di adeguare la propria mandata al fine di garantire il mantenimento del set-point di 70 °C lato utenza e di ridurre, per quanto possibile, l'intervento delle caldaie;
- **TH2 (solo caldaie)**: configurazione ottenuta escludendo il contributo della pompa di calore, in modo da simulare una condizione di indisponibilità della stessa e valutare il funzionamento del sistema con copertura del fabbisogno affidata esclusivamente alle caldaie;
- **TH3 (indisponibilità parziale della generazione termica)**: configurazione in cui viene simulata l'indisponibilità della caldaia 1 e, successivamente, un peggioramento della prestazione della pompa di calore. In tale assetto, il fabbisogno termico residuo viene coperto dalle sole caldaie 2 e 3, consentendo di valutare sia il ruolo della caldaia 3 come unità di back-up, sia la capacità del sistema di mantenere il servizio in condizioni degradate.

L'analisi comparativa di tali scenari è basata principalmente sull'andamento del consumo di gas naturale, dell'energia elettrica assorbita e dei corrispondenti indicatori prestazionali definiti nel Capitolo 2.

7.8 Risultati scenari termici TH

La Tabella 7.5 e la Tabella 7.6 riassumono i principali indicatori energetici e di servizio degli scenari termici. A supporto della lettura, la Figura 7.9 mostra l'andamento dell'assorbimento elettrico della pompa di calore nei diversi casi, mentre la Figura 7.10 sintetizza il profilo dei consumi di gas.

Anche in questo caso la lettura interpretativa è demandata al testo: TH1 corrisponde a una maggiore elettrificazione del carico termico e a un minore ricorso alle caldaie; TH2 descrive una copertura interamente affidata al gas; TH3 rappresenta un funzionamento degradato, ma ancora supportato dalle unità di back-up.

Tabella 7.5: Sintesi dei principali indicatori energetici negli scenari termici rispetto alla baseline autunnale.

Scenario	$\Delta E_{el,HP}$ [MWh]	$\Delta E_{th,B}$ [MWh]	Quota HP [%]	ΔV_{gas} [Sm ³]
TH1	+1.92	-4.82	81.45	-553.54
TH2	-6.46	+19.45	0.00	+2192.14
TH3	-2.06	+5.85	44.68	+656.92

Tabella 7.6: Indicatori di servizio negli scenari termici autunnali.

Scenario	p_{band} [%]	ΔT_{max} [°C]	Letture del servizio
TH1	100.00	0.24	servizio pienamente garantito
TH2	89.53	1.42	servizio sostanzialmente mantenuto
TH3	85.62	1.34	servizio più critico ma ancora gestibile

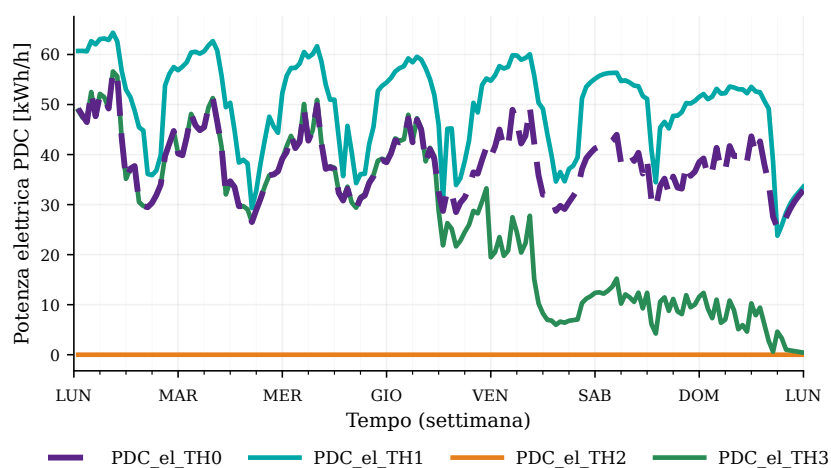


Figura 7.9: Andamento temporale della potenza elettrica assorbita dalla pompa di calore nei diversi scenari termici.

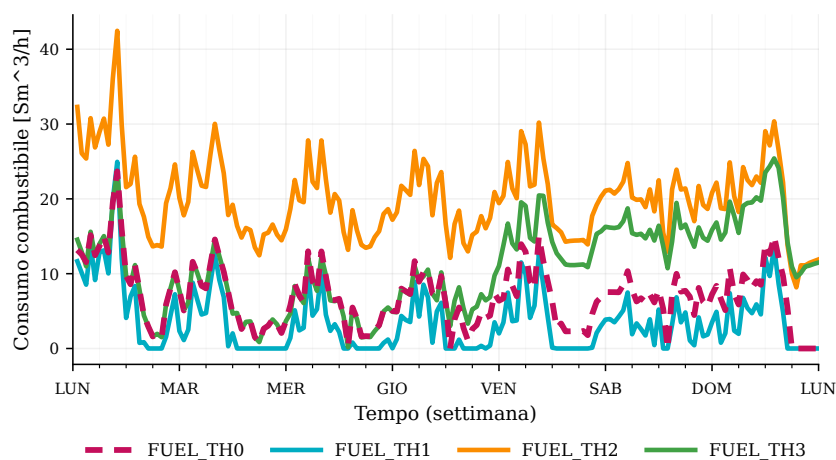


Figura 7.10: Andamento temporale del consumo di gas naturale nei diversi scenari termici.

7.8.1 Scenario TH1: pompa di calore ad inseguimento termico

Lo scenario TH1 rappresenta il caso di maggiore elettrificazione del dominio termico: la pompa di calore viene fatta lavorare in inseguimento termico per mantenere la temperatura di set-point del secondario, così da ridurre al minimo l'intervento delle caldaie, pur mantenendo il set-point di servizio.

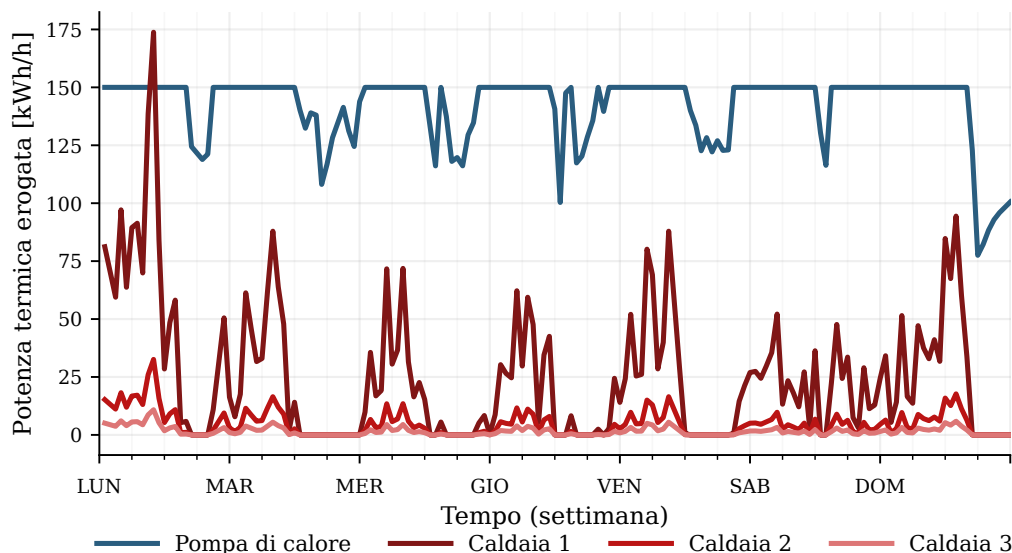


Figura 7.11: Ripartizione della fornitura termica tra pompa di calore e caldaie nello scenario TH1.

Dal punto di vista energetico, TH1 comporta un incremento dell'energia elettrica assorbita dalla PdC pari a 1.92 MWh, accompagnato da una riduzione del contributo termico delle caldaie di circa 4.82 MWh e da una diminuzione del consumo di gas di 553.54 Sm³. La quota di copertura termica attribuita alla pompa di calore sale fino all'81.45%, mentre il tempo in banda raggiunge il 100%, con una deviazione massima contenuta a 0.24 °C.

La Figura 7.11 mostra con chiarezza il significato fisico di questi numeri: la PdC lavora per lunghi intervalli vicino al proprio limite di potenza termica, mentre il contributo della caldaia 1 si riduce a una funzione prevalentemente integrativa e le altre caldaie restano quasi sempre marginali. In altri termini, lo scenario TH1 quantifica il **potenziale massimo di elettrificazione** consentito dall'assetto modellato.

Dal punto di vista progettuale, il risultato è molto interessante perché suggerisce che il sistema trae beneficio da una maggiore priorità assegnata alla PdC, a patto che la macchina possa operare in un campo ancora prestazionalmente accettabile. Al tempo stesso, proprio il fatto che la PdC saturi spesso attorno al proprio limite evidenzia anche il vincolo principale della configurazione attuale: il margine ulteriore di sostituzione del gas non dipende più dalla logica di controllo, ma dalla taglia e dal campo operativo della macchina. In questo senso, TH1 non è solo uno scenario di esercizio, ma anche un indicatore della possibile convenienza di una futura revisione della potenza nominale della pompa di calore.

7.8.2 Scenario TH2: solo caldaie

Lo scenario TH2 esclude completamente il contributo della pompa di calore e affida l'intera copertura del fabbisogno termico alle caldaie. Si tratta di una condizione limite, utile per

quantificare il ruolo effettivo della PdC nella configurazione reale del sistema.

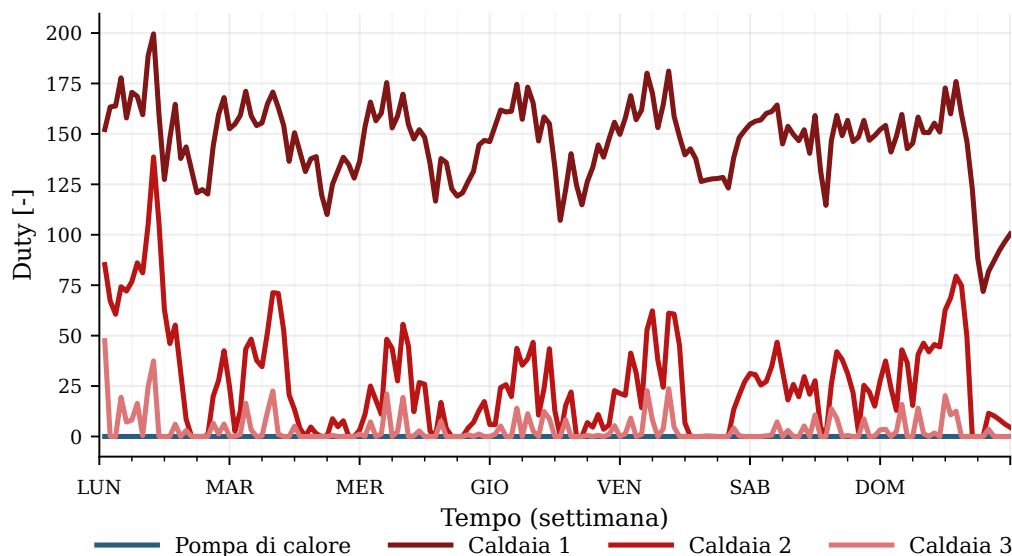


Figura 7.12: Ripartizione della fornitura termica tra pompa di calore e caldaie nello scenario TH2.

Il risultato energetico è netto: l'energia elettrica assorbita dalla PdC si annulla, mentre il contributo termico delle caldaie cresce in modo molto marcato e il consumo di gas aumenta di 2192.14 Sm^3 rispetto alla baseline. La quota HP scende a 0%, come atteso, mentre il tempo in banda rimane comunque pari all'89.53%, con una deviazione massima di $1.42 \text{ }^\circ\text{C}$.

Dal punto di vista della lettura di sistema, TH2 mostra che il parco caldaie è pienamente in grado di sostenere il servizio anche in assenza della pompa di calore, ma lo fa a prezzo di una penalizzazione energetica molto rilevante. La Figura 7.12 evidenzia infatti un maggiore impegno della caldaia 1, affiancata in modo più frequente dalle altre unità, con un assetto operativo più tradizionale e meno integrato rispetto alla baseline.

Questo scenario ha quindi un valore duplice. Da un lato, fornisce una misura del costo energetico dell'indisponibilità della PdC, che risulta elevato sia in termini di gas consumato sia in termini di perdita di integrazione tra domini elettrico e termico. Dall'altro, conferma che le caldaie mantengono un ruolo essenziale di back-up e di garanzia del servizio, soprattutto quando il criterio dominante non è l'efficienza energetica ma la continuità operativa.

7.8.3 Scenario TH3: indisponibilità parziale della generazione termica

Lo scenario TH3 rappresenta una condizione operativa degradata: la generazione termica non è del tutto indisponibile, ma viene progressivamente penalizzata, combinando la perdita della caldaia 1 con un peggioramento della prestazione della pompa di calore. Lo scopo non è individuare una configurazione ottimale, bensì valutare la resilienza del sistema in condizioni anomale.

I risultati confermano il carattere intermedio ma critico del caso: l'energia elettrica assorbita dalla PdC si riduce di 2.06 MWh , la quota HP scende al 44.68% e il consumo di gas cresce di 656.92 Sm^3 rispetto alla baseline. Dal lato del servizio, il sistema rimane

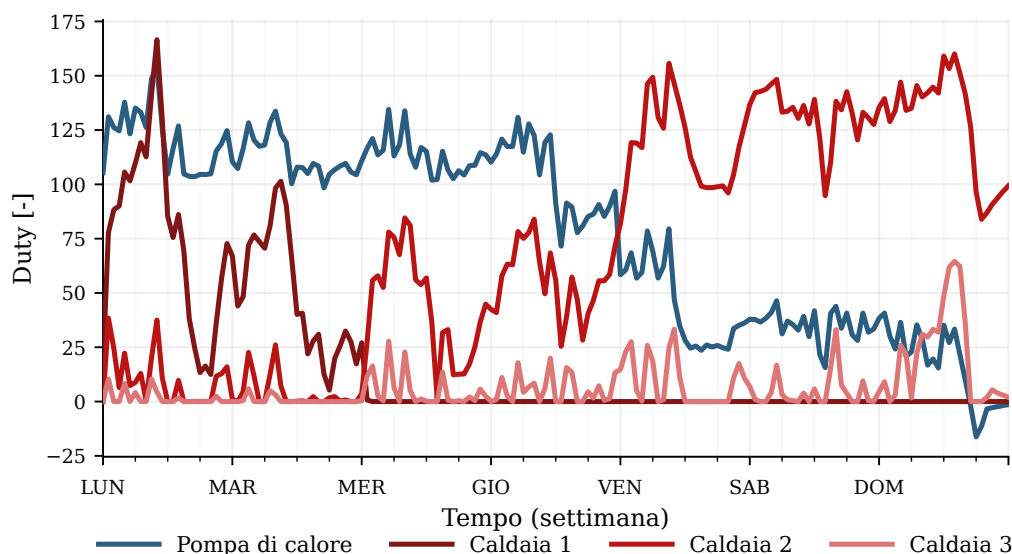


Figura 7.13: Ripartizione della fornitura termica tra pompa di calore e caldaie nello scenario TH3.

ancora in grado di seguire il set-point per l'85.62% del tempo, con una deviazione massima pari a 1.34 °C.

La Figura 7.13 è particolarmente significativa perché mostra la riorganizzazione dinamica del dispatch termico: al ridursi del contributo della PdC e al venir meno di una parte della generazione principale, il sistema reagisce attivando in misura crescente le caldaie residue, con un ruolo più marcato delle unità di supporto. La risposta è quindi meno efficiente della baseline, ma ancora compatibile con il mantenimento delle condizioni di esercizio per una larga parte del tempo.

Questo è forse il risultato più importante in termini di **resilienza del Digital Twin**: il modello non serve solo a confrontare consumi in assetti ottimali o quasi ottimali, ma anche a verificare la capacità del sistema di degradare in modo controllato. TH3 mostra infatti che il sito non collassa in presenza di fault parziali, ma continua a fornire servizio con prestazioni peggiori ma ancora leggibili e tecnicamente interpretabili. Proprio per questo lo scenario è particolarmente rilevante dal punto di vista operativo e manutentivo.

7.8.4 Sintesi critica degli scenari termici

Considerati nel loro insieme, gli scenari termici mostrano che il beneficio energetico non può essere ricondotto a una singola logica di esercizio. Una maggiore elettrificazione del carico termico, come in TH1, consente una riduzione significativa del consumo di gas e un miglioramento del servizio, ma evidenzia al tempo stesso il limite di capacità della pompa di calore. Una copertura interamente affidata alle caldaie, come in TH2, garantisce robustezza ma comporta una forte penalizzazione energetica. Infine, uno scenario degradato come TH3 dimostra che il sistema è in grado di mantenere un livello di servizio ancora accettabile anche in presenza di fault parziali, sebbene con costi energetici maggiori e con un margine operativo più ridotto.

Ne emerge un messaggio chiaro: il valore della PdC nel sistema non risiede solo nella sua efficienza intrinseca, ma nella sua capacità di spostare il bilancio complessivo lontano dall'assetto "solo caldaie". Allo stesso tempo, le caldaie continuano a costituire il presidio

fondamentale di robustezza del servizio. Il compromesso ottimale non è quindi una sostituzione integrale di una tecnologia con l'altra, ma una gestione coordinata che sappia sfruttare la PdC quando il suo campo operativo è favorevole e ricorrere al back-up a gas quando la continuità del servizio lo richiede.

7.9 Matrice riassuntiva degli scenari

La Tabella 7.7 riassume la codifica utilizzata per organizzare i casi elementari analizzati nel seguito. In particolare, uno scenario completo è identificato dalla terna:

$$S_j \equiv (\text{stagione}, \text{FV}k, \text{TH}m).$$

La baseline di ciascuna settimana tipo è quindi rappresentata da (stagione, FV0, TH0), mentre gli scenari alternativi si ottengono modificando una sola leva per volta.

Tabella 7.7: Matrice esemplificativa dei casi elementari considerati. Ogni caso combina una settimana tipo stagionale con una variante del sottosistema di generazione elettrica locale e una strategia termica.

ID	Settimana	FV	Strategia termica
S_0	settimana tipo stagionale	FV0	TH0
S_1	stessa settimana	FV1	TH0
S_2	stessa settimana	FV2	TH0
S_3	stessa settimana	FV3	TH0
S_4	stessa settimana	FV0	TH1
S_5	stessa settimana	FV0	TH2
S_6	stessa settimana	FV0	TH3

La matrice può essere estesa introducendo combinazioni ulteriori tra scenari elettrici e termici, mantenendo invariato il principio metodologico del confronto di ciascuna variante rispetto alla baseline della medesima settimana tipo. In tal modo, l'effetto delle singole modifiche può essere isolato e interpretato in modo coerente, evitando sovrapposizioni tra variazioni imputabili al sottosistema elettrico e variazioni imputabili alla strategia di gestione termica.

Definita la matrice degli scenari e il relativo set-up simulativo, le sezioni che seguono presentano i risultati delle simulazioni e ne discutono gli effetti in termini di consumi energetici, funzionamento del sistema e principali trade-off tra le strategie considerate.

7.10 Lettura trasversale dei trade-off e implicazioni operative

Per rendere più sintetica la lettura del capitolo, la Tabella 7.8 e la Tabella 7.9 riassumono il significato tecnico dei principali scenari discussi, distinguendo tra sottosistema elettrico locale e dominio termico.

Dalla lettura congiunta dei risultati emerge che non esiste uno scenario universalmente migliore. Se il criterio dominante è la riduzione del prelievo dalla rete, allora il valore della generazione programmabile locale è molto elevato, ma un suo sfruttamento spinto oltre la capacità di assorbimento del sito porta rapidamente a una crescita dell'export. Per l'impianto termico se il criterio dominante è la riduzione del consumo di gas, il ruolo della

Tabella 7.8: Trade-off sintetici degli scenari relativi al sottosistema di generazione elettrica locale.

Scenario	Beneficio principale	Criticità principale	Interpretazione operativa
FV1	Evidenzia il contributo del COG nel contenere il prelievo di energia dalla rete	Maggiore dipendenza dalla rete elettrica in assenza di generazione programmabile	Scenario utile per quantificare il valore operativo del COG come risorsa di supporto locale
FV2	Azzeramento del prelievo elettrico dalla rete	Marcato incremento dell'export e saturazione del carico locale, con riduzione dell'autoconsumo effettivo	Scenario limite, utile come riferimento superiore di copertura locale, ma non ottimale in termini di autoconsumo
FV3	Valuta la sensibilità del sistema a una riduzione della produzione fotovoltaica	Impatto contenuto se la sezione indisponibile ha un peso ridotto sulla produzione complessiva	Scenario utile per analisi di robustezza e per la definizione delle priorità manutentive del campo FV

Tabella 7.9: Trade-off sintetici degli scenari termici rispetto alla baseline autunnale.

Scenario	Beneficio principale	Criticità principale	Interpretazione operativa
TH1	Riduce il consumo di gas naturale e incrementa la quota di copertura affidata alla PdC	Maggiore assorbimento elettrico e possibile saturazione della PdC nelle condizioni più gravose	Scenario di elettrificazione spinta, utile per stimare il potenziale tecnico della pompa di calore
TH2	Garantisce la continuità del servizio con assetto termico tradizionale	Sensibile penalizzazione energetica lato gas per effetto della completa indisponibilità della PdC	Scenario di riferimento per valutare il funzionamento del sistema in assenza totale della PdC
TH3	Evidenzia la resilienza del sistema in condizioni operative degradate	Peggioramento simultaneo dell'efficienza complessiva e della qualità del servizio	Scenario utile per valutazioni manutentive e di continuità operativa in presenza di guasti combinati

pompa di calore è centrale, ma la convenienza della sua priorità dipende dal fatto che essa operi ancora in un campo sostenibile dal punto di vista prestazionale e di capacità. Se invece il criterio dominante è la robustezza del servizio, allora il contributo delle caldaie e la disponibilità di assetti di back-up mantengono un ruolo essenziale.

In termini operativi, l'analisi suggerisce tre indicazioni principali. In primo luogo, il valore della generazione elettrica locale deve essere misurato in termini di *energia effettivamente valorizzata in sito* e non soltanto di produzione totale. In secondo luogo, la convenienza dell'elettrificazione termica dipende in misura decisiva dal livello di temperatura richiesto dal processo e dalla capacità della PdC di sostenere tale richiesta senza entrare in condizioni troppo penalizzanti. In terzo luogo, la presenza di unità di back-up e la possibilità di simulare condizioni degradate mostrano che il Digital Twin è utile non solo come strumento di efficienza energetica, ma anche come supporto a valutazioni di robustezza, manutenzione e continuità operativa.

7.11 Collegamento concettuale a baseline e M&V

Pur non costituendo una pratica di certificazione, i risultati ottenuti possono essere letti in continuità con la logica tipica dei progetti di efficienza energetica: **baseline** → **scenario di intervento**. In questa tesi la baseline è rappresentata dalla settimana tipo autunnale validata, mentre gli scenari alternativi modificano in modo controllato una o più leve operative, mantenendo invariati i principali profili di domanda e le condizioni esterne.

La differenza tra gli indicatori energetici di baseline e scenario costituisce quindi una stima tecnica del margine di miglioramento o della penalizzazione associata al caso analizzato, secondo un'impostazione coerente con i principi di *Measurement & Verification* (M&V) e con la necessità di definire regole di confronto tracciabili e ripetibili [2, 3, 4].

7.12 Sintesi del capitolo

Questo capitolo ha discusso i risultati degli scenari *what-if* mettendo in evidenza i trade-off tra elettricità, gas, valorizzazione della generazione locale e robustezza operativa. Il messaggio centrale che emerge è che il beneficio energetico del sistema non dipende da una singola tecnologia, ma dall'interazione tra sottosistema FV+COG, campo di funzionamento della pompa di calore, ruolo delle caldaie e logiche di esercizio.

Il Digital Twin validato non costituisce quindi soltanto uno strumento di riproduzione del comportamento del sito, ma un supporto alla valutazione ragionata di strategie operative alternative e alla verifica del comportamento del sistema anche in condizioni degradate. Proprio questa capacità di leggere insieme efficienza, servizio e resilienza rappresenta uno dei risultati più rilevanti dell'intero lavoro di tesi.

Capitolo 8

Conclusioni e sviluppi futuri

8.1 Richiamo degli obiettivi e sintesi del percorso

Il presente lavoro ha affrontato il tema dei *Digital Twin* applicati all'ambito energetico con riferimento a un impianto reale multi-vettore, nel quale interagiscono un sottosistema elettrico locale – costituito da fotovoltaico e cogeneratore – e un sottosistema termico basato su pompa di calore aria-acqua e tre caldaie a gas in serie. L'obiettivo principale della tesi è stato lo sviluppo di un modello *model-based* in AVEVA Process Simulation capace di rappresentare in modo credibile il comportamento energetico del sito e di supportare analisi *what-if* coerenti con i dati reali disponibili.

Il percorso seguito si è articolato in quattro passaggi principali. In primo luogo, sono stati definiti il perimetro energetico del caso studio, i segnali disponibili, la baseline di riferimento e i principali KPI di confronto. In secondo luogo, è stato costruito il Digital Twin, esplicitando assunzioni, vincoli operativi e logiche di controllo. In terzo luogo, il modello è stato calibrato e validato nei domini elettrico e termico, distinguendo con attenzione tra variabili direttamente osservabili, input imposti e grandezze ricostruite. Infine, il modello così validato è stato utilizzato per analizzare scenari operativi alternativi, con l'obiettivo di mettere in evidenza i trade-off tra consumo di gas, assorbimento elettrico, valorizzazione della generazione locale e robustezza del servizio.

8.2 Principali risultati conseguiti

8.2.1 Validazione del Digital Twin

Uno dei risultati più rilevanti della tesi riguarda la costruzione di un Digital Twin sufficientemente accurato e interpretabile da poter essere utilizzato non solo come modello descrittivo, ma come strumento di analisi. Sul dominio elettrico, la validazione ha mostrato una buona coerenza tra misure e simulazione per le grandezze osservabili, con scostamenti energetici settimanali della produzione fotovoltaica compresi tra circa +2.9% e -7.3%, e con una riproduzione del contributo del cogeneratore caratterizzata da deviazioni contenute, dell'ordine di pochi punti percentuali. Anche la ricostruzione del bilancio elettrico è risultata coerente con i profili disponibili, pur dovendo essere interpretata come verifica di bilancio e non come validazione diretta dello scambio con la rete.

Sul dominio termico, il modello ha evidenziato un livello di accuratezza ancora più convincente sulle variabili di servizio. In particolare, l'RMSE sulla temperatura di mandata risulta compreso tra 0.29 e 0.86 °C, mentre l'RMSE sulla temperatura di ritorno varia tra 1.85 e 3.28 °C. Il tempo in banda rispetto al set-point di servizio per uno scostamento

massimo di 0.5 °C è compreso tra 89.29% e 100%, gli scostamenti del bilancio energetico termico restano tra 1.09% e 5.32%, e il COP medio della pompa di calore segue un andamento stagionalmente coerente, con valori compresi tra 2.02 e 3.06. Nel complesso, tali risultati indicano che il modello riproduce in modo soddisfacente le grandezze più rilevanti per il comportamento del sistema, pur mantenendo una chiara distinzione tra validazione diretta delle temperature e verifiche indirette su bilanci, ripartizione dei carichi ed efficacia degli scambiatori.

8.2.2 Risultati dell'analisi di scenario

L'analisi *what-if* ha mostrato in modo chiaro che il valore energetico del sistema non dipende da una singola tecnologia, bensì dall'interazione tra generazione elettrica locale, campo di funzionamento della pompa di calore, contributo delle caldaie e capacità del sistema di mantenere il servizio. In particolare, i risultati discussi sulla settimana tipo autunnale hanno permesso di trarre alcune indicazioni tecniche significative.

Per quanto riguarda gli scenari del sottosistema di generazione elettrica locale, l'assenza del cogeneratore (FV1) comporta un forte incremento dell'import da rete, pari a 18.93 MWh rispetto alla baseline, confermando che il COG rappresenta una componente essenziale per la copertura del carico elettrico e per la stabilizzazione del bilancio del sito. Al contrario, il funzionamento del cogeneratore a pieno carico (FV2) azzerava l'import da rete, ma determina una forte crescita dell'energia esportata, che raggiunge 59.11 MWh. Questo risultato mostra che una massimizzazione indiscriminata della generazione locale non coincide necessariamente con una massimizzazione del beneficio in sito: una volta saturato il carico interno, il surplus si trasferisce in export e perde parte del suo valore operativo. Lo scenario di indisponibilità parziale del fotovoltaico (FV3), infine, riduce in misura sensibile l'energia esportata ma lascia quasi invariato l'import da rete, suggerendo che la quota di produzione fotovoltaica sottratta fosse già collocata, nella settimana analizzata, in una zona di surplus più che di copertura diretta del carico.

Anche gli scenari termici hanno fornito risultati particolarmente istruttivi. Lo scenario TH1, nel quale la pompa di calore viene portata ad inseguimento termico del secondario, evidenzia il potenziale dell'elettificazione del dominio termico: rispetto alla baseline autunnale, l'assorbimento elettrico della PdC aumenta di 1.92 MWh, ma il consumo di gas si riduce di 553.54 Sm³ e il contributo delle caldaie diminuisce di 4.82 MWh. Inoltre, il servizio rimane pienamente garantito, con un tempo in banda pari al 100%. Questo risultato suggerisce che, almeno in condizioni operative favorevoli, un maggior impiego della pompa di calore può tradursi in un miglior compromesso energetico senza penalizzare la qualità del servizio.

Lo scenario TH2, al contrario, rappresenta la condizione limite di copertura del fabbisogno affidata esclusivamente alle caldaie. In questo caso, l'assorbimento elettrico della PdC si annulla, ma il consumo di gas cresce di 2192.14 Sm³ rispetto alla baseline. Il servizio resta sostanzialmente mantenuto, ma il costo energetico di una simile configurazione risulta chiaramente elevato. Il confronto tra TH1 e TH2 mette quindi in luce il ruolo della pompa di calore come leva di riduzione del consumo di gas, purché la macchina possa operare in un campo di funzionamento compatibile con i vincoli di temperatura richiesti dal processo.

Lo scenario TH3, infine, è quello che meglio valorizza il Digital Twin come strumento di analisi della resilienza operativa. La simulazione dell'indisponibilità della caldaia 1 e del successivo malfunzionamento della pompa di calore mostra che il sistema è ancora in grado di garantire il servizio, seppure in condizioni più critiche, grazie al contributo delle caldaie 2 e 3. In questo caso il consumo di gas cresce di 656.92 Sm³, la quota di copertura della PdC

si riduce al 44.68% e il tempo in banda scende all'85.62%, ma il servizio resta comunque gestibile. Il risultato è importante perché mostra come il modello non sia utile soltanto per confronti energetici in condizioni nominali, ma anche per verificare il comportamento del sistema in presenza di fault parziali e assetti degradati.

8.3 Contributi metodologici e applicativi

Oltre ai risultati numerici, il lavoro fornisce alcuni contributi di metodo che costituiscono una parte essenziale del valore della tesi.

In primo luogo, la tesi propone una procedura coerente per la costruzione di una baseline energetica su settimane tipo stagionali, per la selezione dei segnali disponibili e per la definizione di KPI comuni ai domini elettrico e termico. Questo aspetto è particolarmente rilevante in sistemi multi-vettore, nei quali il confine tra misura diretta, grandezza derivata e variabile di controllo non è sempre immediato.

In secondo luogo, il lavoro dimostra la fattibilità di uno sviluppo *model-based* in AVEVA Process Simulation orientato non solo alla rappresentazione del processo, ma anche alla valutazione energetica. Il Digital Twin realizzato non si limita infatti a riprodurre un comportamento medio del sistema, ma integra logiche di regolazione, bilanci energetici, accoppiamento tra domini e predisposizione all'analisi per scenari.

In terzo luogo, la tesi mostra che l'analisi di scenario diventa realmente utile solo quando poggia su un modello validato e su regole di confronto esplicite. In questo senso, uno dei contributi più solidi del lavoro è l'aver distinto in modo chiaro: (i) le variabili validate direttamente, (ii) gli input imposti al modello, e (iii) le grandezze interpretate come verifiche indirette di plausibilità fisica. Tale impostazione rafforza la credibilità del Digital Twin e ne amplia l'utilità come supporto tecnico alle decisioni.

Dal punto di vista applicativo, il lavoro suggerisce che un modello di questo tipo possa essere impiegato per supportare scelte di esercizio, valutazioni preliminari di retrofit, studi di continuità del servizio e analisi ex-ante in ottica di miglioramento energetico. In questa prospettiva, il collegamento concettuale tra baseline e scenario di intervento rende l'approccio coerente anche con logiche di *Measurement & Verification* e con procedure di quantificazione dei risparmi energetici.

8.4 Limiti del lavoro

I risultati ottenuti devono essere interpretati alla luce di alcuni limiti, che non compromettono la validità del lavoro ma ne delimitano il campo di applicazione.

Un primo limite riguarda la disponibilità del dato sperimentale. Non tutte le grandezze interne al sistema sono misurate direttamente, e ciò ha richiesto in diversi casi il ricorso a bilanci, semplificazioni o assunzioni equivalenti. Questo vale, ad esempio, per parte della validazione energetica del dominio elettrico, per la ripartizione dettagliata dei carichi termici tra generatori e per la stima dell'efficacia degli scambiatori.

Un secondo limite riguarda la modellazione del sistema termico. Sebbene il modello riproduca bene le variabili di servizio, la temperatura di ritorno e alcune dinamiche locali restano più sensibili a fenomeni di accumulo, mixing, posizione dei sensori e inerzie termo-idrauliche non completamente osservabili. Analogamente, le curve prestazionali dei generatori e la descrizione di alcuni componenti sono state necessariamente ricondotte a forme semplificate ma calibrabili.

Un terzo limite riguarda il perimetro del lavoro. La componente termica del cogeneratore non è stata inclusa nel modello, e il capitolo di scenario è stato discusso in modo più

approfondito sulla settimana tipo autunnale, che costituiva il caso più completo dal punto di vista del materiale di post-processing disponibile. Ciò non riduce il valore metodologico del lavoro, ma suggerisce cautela nel generalizzare quantitativamente tutti i risultati a condizioni molto differenti senza ulteriori simulazioni.

Infine, alcune configurazioni analizzate – in particolare lo scenario TH1 – hanno una natura esplorativa e non coincidono necessariamente con un assetto immediatamente implementabile in esercizio reale senza ulteriori verifiche impiantistiche. Il loro valore risiede soprattutto nella capacità di mostrare il potenziale e i limiti del sistema, più che nel proporre direttamente un set operativo definitivo.

8.5 Sviluppi futuri

A partire dai risultati conseguiti, si individuano diversi sviluppi futuri di interesse.

Un primo sviluppo consiste nell'estendere il Digital Twin a una connessione più stretta con dati real-time o quasi real-time, così da trasformarlo progressivamente da strumento di simulazione offline a supporto continuativo alle decisioni operative. In parallelo, sarebbe utile ampliare la base dati disponibile e rafforzare l'osservabilità del sistema, in particolare per le grandezze oggi ricostruite solo indirettamente.

Un secondo sviluppo riguarda il miglioramento della descrizione prestazionale dei componenti. In particolare, l'introduzione di mappe più dettagliate per la pompa di calore, di modelli più accurati per il rendimento delle caldaie e di una descrizione più esplicita della componente termica del cogeneratore permetterebbe di aumentare ulteriormente la fedeltà del modello.

Un terzo sviluppo, particolarmente promettente, è l'estensione dell'analisi di scenario verso una vera e propria ottimizzazione operativa. A partire dal Digital Twin validato, sarebbe infatti possibile formulare problemi di ottimizzazione orientati, ad esempio, alla minimizzazione del costo energetico, delle emissioni o dei picchi elettrici, mantenendo al contempo i vincoli di servizio e i limiti impiantistici.

Ulteriori estensioni riguardano l'integrazione di una dimensione economica ed emissiva, la validazione su periodi più lunghi e più vari, e l'impiego del modello in ottica di *Measurement & Verification* per la valutazione strutturata di interventi di efficienza energetica o di strategie di gestione avanzata.

8.6 Conclusione finale

In conclusione, la tesi ha mostrato che un Digital Twin *model-based*, costruito su dati reali, calibrato in modo tracciabile e validato sulle grandezze energetiche più rilevanti, può rappresentare uno strumento credibile ed efficace per l'analisi di un sistema energetico multi-vettore reale. Il lavoro ha evidenziato che la qualità del modello non risiede soltanto nella sua capacità di riprodurre il comportamento osservato, ma soprattutto nella possibilità di utilizzarlo per interpretare il sistema, confrontare strategie alternative e discutere in modo quantitativo i compromessi tra efficienza, elettrificazione, servizio e robustezza operativa.

Il contributo principale della tesi non consiste quindi soltanto nello sviluppo di un modello in AVEVA, ma nell'aver costruito una metodologia di lavoro che collega dati, validazione e scenario analysis in modo coerente. In questa prospettiva, il Digital Twin sviluppato costituisce una base solida per futuri approfondimenti industriali e dimostra come strumenti di simulazione di processo possano essere efficacemente impiegati come supporto tecnico alle decisioni energetiche in contesti reali complessi.

Bibliografia

- [1] European Commission. The european green deal (com(2019) 640 final), 2019. Accessed: 2026-02-03.
- [2] Gestore dei Servizi Energetici (GSE). Certificati bianchi (titoli di efficienza energetica), 2026. Accessed: 2026-02-03.
- [3] Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica. Decreto 21 luglio 2025: disciplina del meccanismo dei certificati bianchi (tee), 2025. Accessed: 2026-02-03.
- [4] Efficiency Valuation Organization (EVO). *International Performance Measurement and Verification Protocol (IPMVP): Concepts and Options for Determining Energy and Water Savings, Volume I*, 2012. Accessed: 2026-02-03.
- [5] Michael Grieves and John Vickers. Digital twin: Mitigating unpredictable, undesirable emergent behavior in complex systems. In *Transdisciplinary Perspectives on Complex Systems*. Springer, 2017.
- [6] David Jones, Chris Snider, Aydin Nassehi, Jason Yon, and Ben Hicks. Characterising the digital twin: A systematic literature review. *CIRP Journal of Manufacturing Science and Technology*, 29:36–52, 2020.
- [7] Andres Sebastian Cespedes-Cubides and Muhyiddine Jradi. A review of building digital twins to improve energy efficiency in the building operational stage. *Energy Informatics*, 7:11, 2024. Accessed: 2026-02-03.
- [8] Rasmus Luthander, Joakim Widén, Daniel Nilsson, and Jenny Palm. Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. *Applied Energy*, 142:80–94, 2015.
- [9] AVEVA Group Limited. Aveva process simulation (datasheet), 2026. Accessed: 2026-02-03.
- [10] International Organization for Standardization. ISO 50001:2018 energy management systems — requirements with guidance for use. International Standard, 2018. Accessed: 2026-02-03.
- [11] International Organization for Standardization. ISO 50006:2023 energy management systems — evaluating energy performance using energy performance indicators and energy baselines. International Standard, 2023. Accessed: 2026-02-03.
- [12] Andrea Saltelli, Stefano Tarantola, Francesca Campolongo, and Marco Ratto. *Sensitivity Analysis in Practice: A Guide to Assessing Scientific Models*. John Wiley & Sons, 2004. Accessed: 2026-02-06.

-
- [13] IEA PVPS Task 1. Review and analysis of pv self-consumption policies, 2016. Accessed: 2026-03-01.
- [14] European Union. Directive 2012/27/eu on energy efficiency (consolidated version): definitions and criteria for high-efficiency cogeneration, 2020. Accessed: 2026-03-01.
- [15] European Commission. Cogeneration of heat and power, 2026. Accessed: 2026-03-01.
- [16] International Energy Agency (IEA). En 14511-2:2018: Test methods and standards for air conditioners, liquid chilling packages and heat pumps, 2025. Accessed: 2026-03-01.
- [17] European Commission. Commission notice on implementing ecodesign and energy labelling: Scop calculation references (incl. en 14825 bin method), 2017. Accessed: 2026-03-01.
- [18] AVEVA. Welcome to AVEVA process simulation. Online documentation, 2025. Accessed: 2026-02-03.
- [19] AVEVA. Controller modes (PID model) — AVEVA dynamic simulation documentation. Online documentation, 2023. Accessed: 2026-02-03.
- [20] U.S. Department of Energy, Federal Energy Management Program (FEMP). M&v guidelines: Measurement and verification for federal energy projects (version 5.0). Technical report, U.S. Department of Energy, Federal Energy Management Program (FEMP), 2024. Accessed: 2026-02-06.
- [21] ASHRAE. ASHRAE Guideline 14-2014 measurement of energy, demand, and water savings. Guideline, 2014. Accessed: 2026-02-03.
- [22] AVEVA Group Limited. Aveva process simulation documentation portal, 2026. Accessed: 2026-03-01.
- [23] AVEVA Group Limited. Configure aveva process simulation settings, 2025. Accessed: 2026-03-01.
- [24] IEA PVPS Task 1. Review and analysis of pv self-consumption policies. Technical report, International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS), 2016. Accessed: 2026-03-01.
- [25] M. T. Miranda, F. J. Sepúlveda, A. Fernández, J. I. Arranz, and I. Montero. Analysis of photovoltaic self-consumption as a function of the demand profile in detached houses. *Energy and Buildings*, 316:114375, 2024.