



UNIVERSITÀ POLITECNICA DELLE MARCHE
FACOLTÀ DI INGEGNERIA

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Edile

**STRATEGIE DI GESTIONE OTTIMIZZATA DELLA
DOMANDA TERMICA DI UN EDIFICIO REALE
COMMERCIALE**

*Optimized management strategies of the thermal
demand of a real commercial building*

Relatore:

Prof. Alessia Arteconi

Correlatore:

Dott. Ing. Alice Mugnini

Laureando:

Lorenzo Lavagnoli

A.A. 2020/2021

INDICE

CAPITOLO 1: INTRODUZIONE	3
CAPITOLO 2: GESTIONE DELLA DOMANDA	5
2.1 DEMAND SIDE MANAGEMENT (DSM)	5
2.2 DEMAND RESPONSE (DR)	6
2.2.1 Tipologie di DR	9
2.2.2 Prezzo unico nazionale (PUN)	14
2.3 DR E CONTROLLO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI (FER)	16
2.3.1 Evoluzione e situazione attuale FER	16
2.3.2 DR e microgrid	18
2.4 ACCUMULO TERMICO (TES)	22
2.4.1 Accumulo di calore sensibile	24
2.4.2 Accumulo di calore latente	28
2.4.3 Accumulo Termochimico	30
CAPITOLO 3: SIMULAZIONE DI UN EDIFICIO	32
3.1 CASO DI STUDIO	33
3.1.1 Edificio	33
3.1.2 Impianto di riscaldamento e raffrescamento	34
3.1.3 Zona termica analizzata	36
3.1.4 Smart Electric Thermal Storage (SETS)	37
3.2 SOFTWARE TRNSYS	41
3.2.1 Interfaccia TRNSYS Simulation Studio	43
3.2.2 Type utilizzate nella simulazione	46
3.3 MODELLO DELL'EDIFICIO	50
3.3.1 TRNBuild	50
3.3.2 L'edificio in TRNBuild	51

CAPITOLO 4: SCENARI DI SIMULAZIONE	61
4.1 INPUT FORNITI AI QUANTUM	61
4.2 PRIMO SCENARIO - ENERGIA ELETTRICA DA RETE	67
4.2.1 Output dei Quantum (SETS)	69
4.3 SECONDO SCENARIO - ENERGIA ELETTRICA DA RETE E ECCESSI FV	71
4.3.1 Eccessi FV	73
4.3.2 Output dei Quantum (SETS)	75
4.4 TERZO SCENARIO – ENERGIA ELETTRICA DA RETE E MODULI FOTOVOLTAICI	78
4.4.1 Moduli fotovoltaici	80
4.4.2 Output dei Quantum (SETS)	81
4.5 QUARTO SCENARIO – ENERGIA ELETTRICA DA RETE CON DATI PUN	83
4.5.1 PUN e valori di soglia	85
4.5.2 Output dei Quantum (SETS)	86
4.6 QUINTO SCENARIO - ENERGIA ELETTRICA DA RETE CON DATI PUN E MODULI FOTOVOLTAICI	89
4.6.1 Output dei Quantum (SETS)	91
CAPITOLO 5: RISULTATI	95
5.1 ANDAMENTO DELLE TEMPERATURE	95
5.2 CARICA E SCARICA DELLO STORAGE	99
5.3 CONSUMI	102
CAPITOLO 6: CONCLUSIONI	107
BIBLIOGRAFIA	110

CAPITOLO 1: INTRODUZIONE

Nell'ultimo secolo, e soprattutto nella seconda metà del Novecento, i consumi globali di energia primaria sono cresciuti esponenzialmente, negli ultimi 70 anni l'umanità ha più che quintuplicato il consumo di energia, la crescita economica e demografica è stata resa possibile tramite un sistema energetico basato principalmente sull'utilizzo di combustibili fossili, che ancora oggi rappresentano la principale fonte energetica a livello globale.

La produzione di energia da fonti fossili è tra i principali responsabili delle emissioni di CO₂, riconosciute come causa di significativi impatti ambientali e climatici.

Il settore edile è responsabile di circa il 40% di queste emissioni, quindi quasi la metà di tutto il consumo energetico [1], nei prossimi decenni, questa quota aumenterà sicuramente poiché la quantità delle persone che vivono nelle città aumenterà dal 50% al 70% entro la metà di questo secolo [2].

È necessario passare da un modello improntato sulle fonti fossili a uno sulle rinnovabili, secondo scenari recenti, proprio le nuove tecnologie energetiche come le energie rinnovabili e l'efficienza energetica potrebbero svolgere un ruolo centrale nell'affrontare le sfide energetiche e climatiche [3], quindi l'elettricità diventerà presto il principale vettore energetico.

Tale trasformazione non è a impatto zero per il sistema elettrico e implica una serie di sfide da affrontare affinché il processo di transizione energetica si possa svolgere in maniera decisa ed efficace, mantenendo gli attuali elevati livelli di qualità del servizio ed evitando al contempo un aumento eccessivo dei costi per la collettività.

Il crescente squilibrio dovuto a quote più elevate di elettricità rinnovabile potrebbe essere compensato fino a un certo punto attraverso diversi metodi di rete intelligente che incorporino una serie di misure diverse nella rete o dal lato della domanda e dell'offerta [4].

Diventerà sempre più importante il concetto di gestione della domanda, il quale è il punto principale su cui si basa questa tesi.

Infatti, l'obiettivo di questo lavoro è proprio la scelta e poi l'analisi di diverse strategie di gestione della domanda, attraverso l'utilizzo di sistemi di accumulo che

trasformano l'energia elettrica in energia termica, i quali immagazzinano calore e lo cedono all'ambiente nei momenti di necessità.

Questo ci permette di caricarli nei momenti non di punta della giornata, permettendo così di poter spostare il carico per compensare la variabilità dell'energia rinnovabile e per bilanciare lo squilibrio tra domanda e offerta, ad esempio, quando si verificano congestioni nella rete elettrica.

Per eseguire tutto ciò è stato preso come caso di studio un edificio reale commerciale e poi analizzata una zona termica all'interno di esso, in cui sono presenti i sistemi di accumulo sopra citati.

L'edificio e questi storage sono stati modellati nel software di simulazione "Trnsys", insieme ai cinque scenari analizzati, in cui ognuno utilizza delle metodologie di carica differenti dagli altri.

Alla fine, il software ha permesso di eseguire le simulazioni per i vari mesi dell'anno in cui si ha il riscaldamento invernale e grazie ai dati raccolti sono state fatte delle valutazioni sia in termini di consumi di energia elettrica sia in termini di consumi monetari.

È stato inoltre valutato il livello di comfort attraverso il calcolo del mantenimento della temperatura di set-point durante gli orari di occupazione.

CAPITOLO 2: GESTIONE DELLA DOMANDA

2.1 DEMAND SIDE MANAGEMENT (DSM)

Il DSM (demand side management) è stato implementato dagli anni '70, ed è definito come qualsiasi attività, eseguita sul lato della domanda di un sistema di alimentazione, che può produrre cambiamenti desiderati nella forma del carico [5]. Esso include tutte le misure che possono essere adottate direttamente o indirettamente per ottimizzare un sistema energetico e che influenzano il profilo di consumo di energia elettrica, tra queste troviamo un ampio insieme di azioni che possono essere intraprese dal cliente in risposta a condizioni particolari nel sistema energetico, come ad esempio periodi di congestione e di picco o prezzi elevati nel mercato elettrico.

Il DSM consente quindi di ridurre, aumentare o spostare il carico, ecco perché, con la maggiore volatilità della produzione nel sistema energetico futuro, potrà diventare sempre più importante. Tutti i programmi destinati a influenzare l'uso dell'energia da parte del cliente sono considerati di gestione della domanda e possono essere indirizzati a ridurre la domanda dei clienti nelle ore di punta, ridurre il consumo di energia stagionale o annuale e, infine può spostare i consumi da periodi di alto costo a quelli basso costo [6].

Il DSM può essere riassunto come una serie di modifiche nella forma e nella grandezza della curva di carico al fine di ridurre i costi tariffari e lo stress della rete, tutto ciò può essere ottenuto attraverso l'applicazione di una varietà di tecniche, tra cui [7]:

- tecnica di controllo del carico diretto, in cui un gestore di servizi pubblici controlla a distanza le apparecchiature elettriche dei clienti (ad es. carichi di riscaldamento e raffreddamento) con breve preavviso per ridurre il carico di punta [8].
- tecnica di limitazione del carico, in cui il cliente si impegna a reagire al carico di punta limitando il proprio consumo totale di elettricità [9].

- basato sui prezzi (ad esempio, ToU), tecnica in cui il costo dell'elettricità è impostato su un valore elevato nelle ore di punta e basso nelle ore non di punta.

La gestione del carico si riferisce a diversi approcci che controllano o programmano carichi che possono essere ridotti (ad esempio, la modifica dei setpoint di temperatura dei condizionatori d'aria, l'attenuazione dell'illuminazione o la ricarica di veicoli elettrici), utilizzando sistemi di automazione degli edifici per ottenere la riduzione del carico relativo alla domanda e/o lo spostamento dello stesso (ad es. spostando la domanda nei periodi a basso prezzo).

Tale gestione del carico tramite la modifica dei set point di temperatura, ad esempio preraffreddando o preriscaldando l'edificio già nelle prime ore del mattino, prima dell'arrivo degli occupanti, utilizza essenzialmente l'accumulo di energia termica fornito dall'involucro e dalla struttura interna dell'edificio.

La gestione del carico può essere quindi ottenuta anche mediante il dispacciamento strategico dello stoccaggio di energia elettrica sul posto [10].

Il demand-side management si traduce principalmente nell'implementazione di quattro tipi di componenti:

- 1) dispositivi di uso finale ad alta efficienza energetica
- 2) componenti, sistemi e controlli aggiuntivi che consentano di modellare il carico
- 3) sistemi di controllo standard per accendere / spegnere i dispositivi per uso finale secondo necessità
- 4) sistemi di comunicazione tra l'utente finale e una parte esterna

2.2 DEMANDE RESPONSE (DR)

Il concetto di DSM si è trasformato negli anni 2000 in partecipazione alla domanda, ovvero in Demand Response (DR): la principale novità sta nel rendere protagonisti gli stessi utenti, e non più le sole società elettriche, che possono decidere di rendere flessibile la propria richiesta di energia al variare delle condizioni economiche a cui essa è fornita in logica di mercato.

Gli utenti, come riportato precedentemente con i ToU, sono quindi indotti tramite segnali di prezzo, a spostare i propri consumi nel tempo in modo da sovrapporre il più possibile la curva di domanda a quella di produzione e ottenendo così diversi benefici:

- semplificare la gestione della rete riducendo i valori di picco e colmando le valli della curva di domanda, in modo da garantire un utilizzo ottimizzato dei nuovi impianti di generazione da fonti rinnovabili;
- ridurre gli impatti ambientali dovuti all'utilizzo di impianti termoelettrici necessari per coprire la domanda che non può essere altrimenti soddisfatta nei periodi di picco, in cui l'approvvigionamento da fonti energetiche rinnovabili (FER) non è sufficiente, o nei momenti in cui non sia proprio possibile a causa delle condizioni meteorologiche;
- abbassare i propri costi per il consumo di energia attraverso sistemi tariffari o incentivi che premiano la flessibilità degli utenti e la loro capacità di adattare i consumi alle esigenze della fornitura.

Pertanto, i profili di carico conseguenti all'impiego di potenza flessibile devono essere contenuti all'interno di uno specifico intervallo delimitato da profili di carico minimo e massimo, come mostrato in Fig. 2.1.

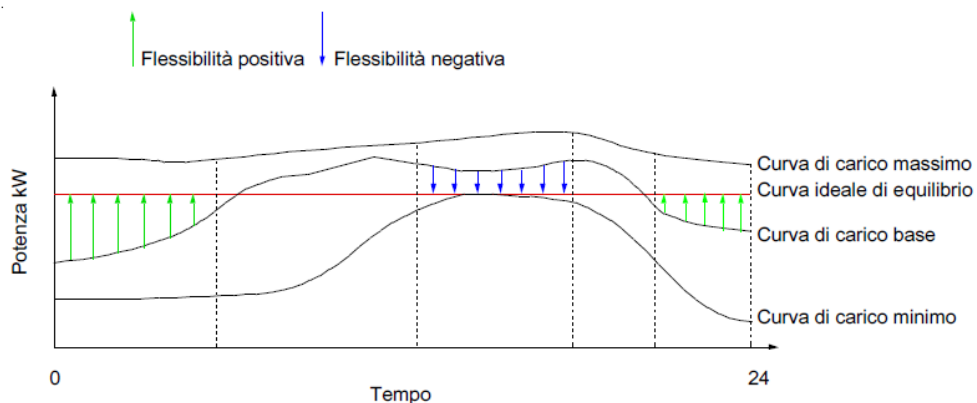


Fig. 2.1: Rappresentazione del concetto di flessibilità [11]

Ragionando su scala urbana, la flessibilità di più edifici può portare al raggiungimento della curva ideale di equilibrio (linea rossa), in cui domanda e generazione si

compensano perfettamente. Infatti, le valli della curva di carico possono essere colmate dalla potenza flessibile positiva che agisce come riempimento della valle (valley filling).

Viceversa, il carico di picco e le rampe di carico possono essere attutite dalla potenza flessibile negativa che determina, rispettivamente, un abbassamento del carico di picco (peak shaving) e una riduzione delle rampe di carico (ramp reduction), come mostrato in Fig. 2.2.

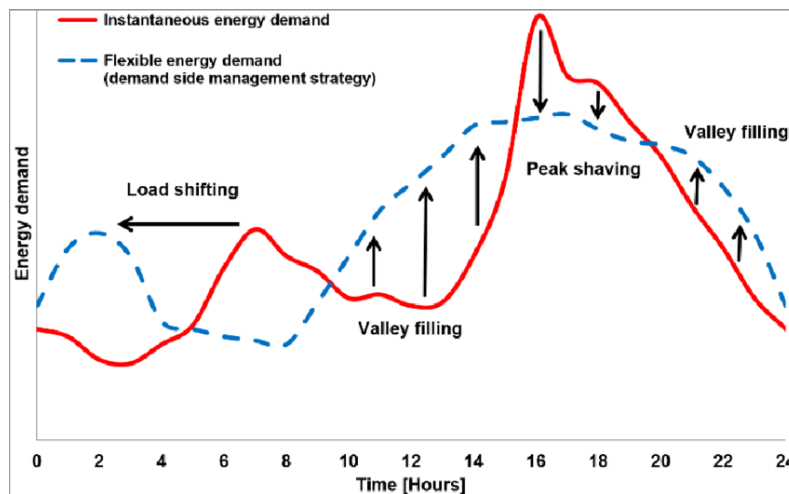


Fig. 2.2: Esempio di strategia di gestione della domanda/flessibilità energetica con peak shaving, Valley Filling e load shifting [12].

Le risorse flessibili positive o negative mirate al valley filling o al ramp reduction e peak shaving, possono essere erogate mediante una serie di azioni dipendenti dalla tipologia di utente interessato (industriale, commerciale, residenziale) e dal tipo di carico utilizzato. Tali azioni prevedono, essenzialmente: 1) l'interruzione del carico, 2) la modulazione del carico, 3) il differimento o l'anticipazione del carico (load shifting).

I programmi di DR, sulla scorta delle risorse flessibili sopra descritte, ambiscono a colmare il gap tra domanda e generazione di energia elettrica, istituendo una sorta di centrale elettrica virtuale (VPP) [13] (Fig. 2.3), in sostituzione di nuove centrali elettriche, costosi potenziamenti della rete o chiamata in servizio di centrali di pompaggio; facendo in modo che in queste VPP la domanda, le fonti di energia

rinnovabili, i sistemi di accumulo e i sistemi di carica coesistono e interagiscono secondo le esigenze della rete.

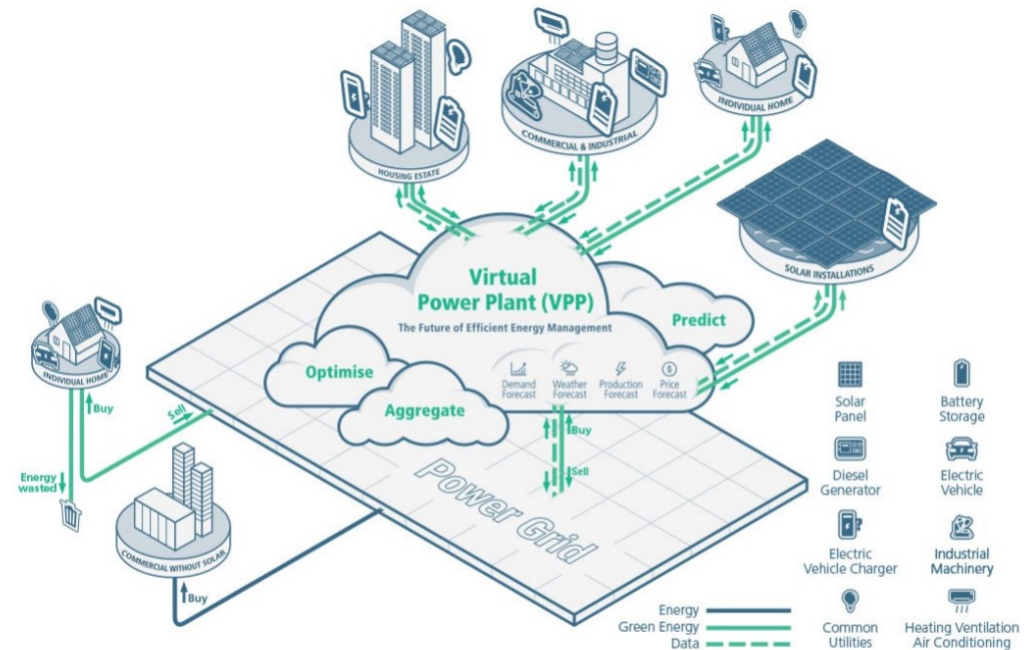


Fig. 2.3: Rappresentazione del DR come centrale elettrica virtuale (VPP) [14].

2.2.1. Tipologie di DR

L'utenza a cui i programmi di Demand Side Management si rivolgono non è unicamente la grande industria, che da sola può spostare grandi quantitativi di energia, ma i piccoli consumatori potranno partecipare aggregandosi per aumentare il proprio volume di flessibilità.

In considerazione dei molteplici vantaggi che potrebbero essere ottenuti mediante il DR, sono stati avviati specifici programmi con l'obiettivo di indurre gli utenti a aderire alle azioni di variazione del carico. Grazie ai progressi nel campo dei sistemi di controllo e comunicazione, le strategie di DR possono essere perseguite mediante il controllo diretto dei carichi o la variazione delle tariffe dell'energia elettrica in funzione del periodo di utilizzo.

Affinché tali azioni di controllo, sia manuali che automatizzate, possano essere concretamente attuate, è necessario definire appositi meccanismi di incentivazione.

I meccanismi utilizzati sono classificabili in due tipologie di programmi di DR:

- programmi di incentivi (diretti)
- programmi di prezzo (indiretti)

Programmi Diretti:

I programmi diretti si basano su incentivi mirati a remunerare con pagamenti, riduzioni in bolletta o sconti, gli utenti che si rendano disponibili a misure di controllo del carico, programmi di interruzione del carico, Capacity Market e servizi ancillari.

Nel caso di controllo diretto è possibile accedere da remoto alle apparecchiature che sono state rese disponibili al programma, potendone bloccare il funzionamento con un breve preavviso.

Nel secondo caso invece sono gli utenti stessi a dover provvedere alla riduzione o all'interruzione del carico, incorrendo in penalità nel caso in cui non rispondano alla richiesta.

I programmi di Capacity Market sono riservati a consumatori con la possibilità di impegnarsi a fornire riduzioni di una quantità di carico predeterminata a fronte di contingenze di sistema.

Tramite i servizi domestici sono gli stessi consumatori a proporre delle offerte nello spot market su tagli possibili del proprio consumo, nel caso in cui questi vengano accettati essi vengono pagati al prezzo dello spot market per il loro impegno a rimanere in standby.

All'interno della categoria dei programmi basati sugli incentivi, si possono quindi distinguere:

- programmi di controllo diretto del carico (direct load control), in cui c'è la possibilità di spegnere da remoto i dispositivi elettrici a seguito di un preavviso. Gli incentivi erogati agli utenti, quali riduzioni di bollette o sconti, sono generalmente proporzionali al livello di riduzione del carico. Normalmente, il controllo di dispositivi che utilizzano energia elettrica

avviene per limitare i picchi di domanda o risolvere specifiche problematiche della rete, previa definizione del numero e della durata delle interruzioni. Tale tipologia di programma è stata proposta sia negli Stati Uniti che in Europa. Negli Stati Uniti, ad esempio, il programma offerto da Pacific Gas & Electric Company e denominato "SmartAC" [15];

- programmi di riduzione del carico, rivolti prevalentemente ai consumatori di tipo commerciale e industriale, in cui gli utenti ricevono incentivi per ridurre i carichi, mediante lo spegnimento dei dispositivi. Anche in questa tipologia di programmi, come per i programmi con controllo diretto del carico, sono specificati il numero e la durata degli eventi. Essendo per la maggior parte obbligatori, tali programmi sottopongono gli utenti a delle penali qualora non adempiano a quanto sottoscritto. In California, ad esempio, Pacific Gas & Electric Company propone un programma di riduzione del carico denominato "Base Interruptible Program" (BIP) [16];
- programmi di partecipazione diretta al mercato dell'energia, questi programmi consentono, in genere a grandi consumatori (con potenza superiore a 1 MW) di presentare offerte per ridurre parte del loro consumo. Pacific Gas & Electric Company propone un programma denominato "Demand Bidding Program" [17] che prevede la possibilità di presentare l'offerta entro una determinata ora del giorno prima con comunicazione di conferma dell'offerta.
- programmi di riduzione della domanda in caso di emergenza.

Programmi indiretti

I programmi indiretti invece si basano su tariffe dinamiche che variano a seconda del costo reale dell'elettricità con l'obiettivo di appiattire il più possibile la curva di domanda tramite l'offerta di prezzi bassi nei periodi di fuori picco e alzandoli poi nei periodi di maggior richiesta.

Le tipologie sono diverse: tariffe biorarie, Critical Peak Pricing e Real Time Pricing.

Nel primo caso le fasce orarie sono fissate a priori per lunghi periodi senza la possibilità di essere davvero rappresentative del costo variabile dell'energia.

Il Critical Peak Pricing aumenta di molto il prezzo dell'energia in periodi molto limitati di giorni o ore premiando invece i consumatori nel resto dell'anno.

Il Real Time Pricing invece è la forma più evoluta di aderenza tra prezzi e costi dell'energia, fissando un prezzo che gli utenti conosceranno da un giorno ad un'ora prima dell'effettivo utilizzo. [18]

A questa tipologia appartengono quindi i seguenti programmi:

- programmi con tariffa legata al periodo di utilizzo (time of use - ToU). In relazione al periodo di consumo, sono offerti agli utenti prezzi differenti dell'energia prefissati e variabili durante il giorno. In genere sono previste tre fasce con prezzi differenti durante il giorno. Il prezzo corrispondente alle ore di picco è più alto del prezzo applicato nei restanti periodi. Gli effetti di tale criterio di tariffazione, che dovrebbe indurre gli utenti a ridurre i loro consumi nelle ore di picco e a posporli nelle ore in cui il consumo è più basso. La tariffazione di questi programmi ha carattere sostanzialmente statico, in contrapposizione alle tariffe di tipo dinamico previste nei programmi con tariffa di picco e tariffa in tempo reale e di seguito descritti;

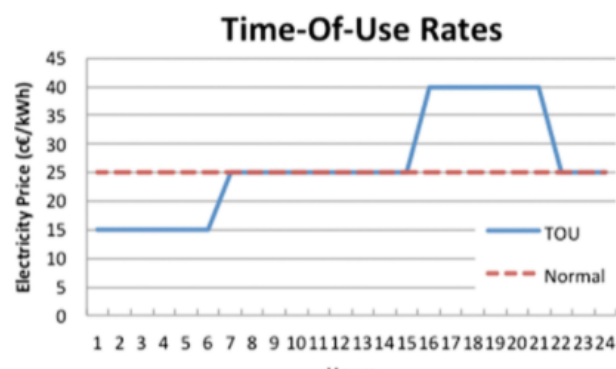


Fig. 2.4: Esempio di ToU [19]

- programmi con tariffa di picco (critical peak pricing - CPP). In questi programmi il prezzo dell'energia è più alto nei periodi di maggiore criticità

della rete. Rispetto ai programmi con tariffa legata al periodo di utilizzo, i prezzi e i tempi di utilizzo dell'energia non sono prefissati, ma possono oscillare, come rappresentato in figura 2.5, durante tutta la giornata. Normalmente, i programmi con tariffa di picco sono applicati in alcuni periodi dell'anno per rispondere a specifiche problematiche del sistema elettrico. Infatti, generalmente, nei contratti sono specificati il numero massimo di giorni all'anno e il numero di ore in cui l'evento può essere attivato. La comunicazione della tariffa agli utenti può avvenire pochi minuti prima o alcune ore prima che avvenga l'evento;

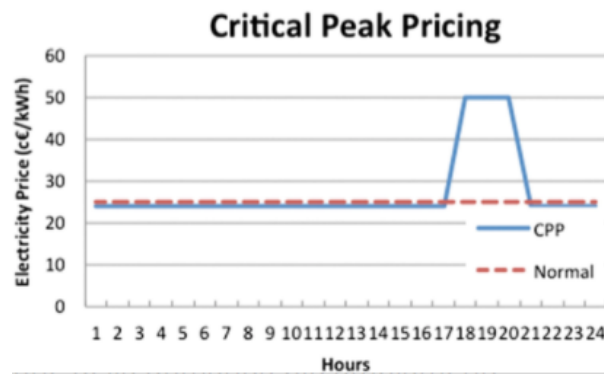


Fig. 2.5: Esempio di CPP [19]

- programmi con prezzi in tempo reale (real time price - RTP). Questi programmi prevedono tariffe dell'energia elettrica variabili in relazione all'andamento del mercato dell'energia. A differenza delle tariffe legate al periodo di utilizzo che sono predefinite, le tariffe in tempo reale o dinamiche sono comunicate agli utenti secondo uno schema su base giornaliera o su base oraria.



Fig. 2.6: Esemplio di RTP [19]

2.2.2 Prezzo unico nazionale (PUN)

Come abbiamo visto esistono dei sistemi di gestione della domanda basati sull'andamento dinamico del prezzo.

In questo lavoro, come vedremo nel quarto capitolo, ho utilizzato questo andamento facendo riferimento al prezzo unico nazionale (PUN) per scegliere quando utilizzare l'energia elettrica dalla rete.

Il PUN è il prezzo di riferimento dell'energia elettrica rilevato sulla borsa elettrica italiana (IPEX, Italian Power Exchange), il valore dell'indice PUN è pubblicato dal Gestore dei Mercati Energetici.

Dal 2014 al 2016 si è verificata una decrescita del prezzo del PUN dovuta alla riduzione del prezzo del gas italiano e all'incremento della produzione da fonti rinnovabili. Dopo questo periodo, poi, il PUN ha ripreso a crescere.

All'inizio del 2020, nel mese di gennaio, il PUN era di circa 47€/MWh, in linea con il prezzo PUN energia 2019. Da febbraio in poi, però, il PUN è calato a causa del crollo del prezzo del petrolio e del blocco dell'economia mondiale causa COVID-19. Addirittura, tra aprile e maggio del 2020 il PUN ha toccato il minimo storico [39].

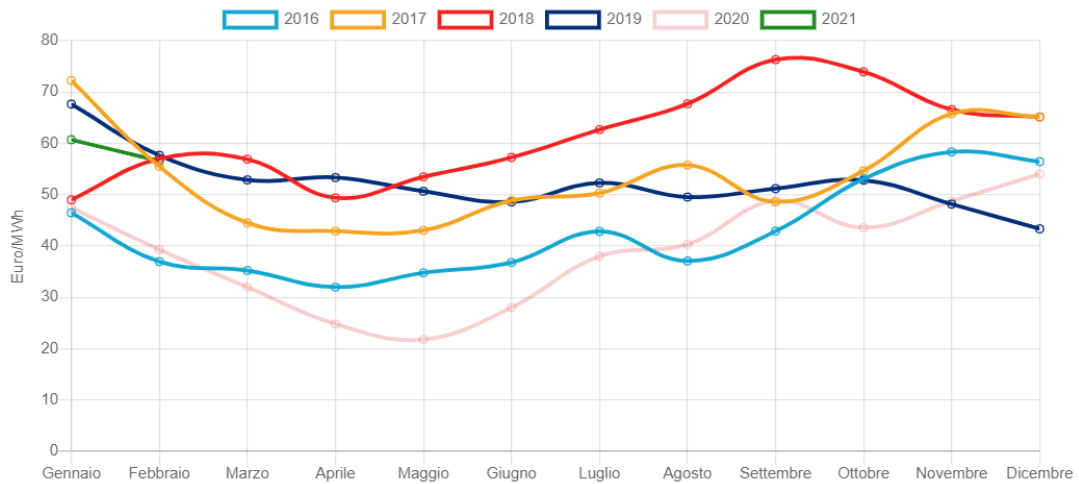


Fig. 2.7: Andamento del prezzo dell'energia elettrica (valori medi mensili PUN, dal 2016 al 31 gennaio 2021) [39]

Un fornitore di energia elettrica la acquista nel Mercato del Giorno Prima, dove si presentano le offerte per l'acquisto e la vendita dell'energia, con un giorno di anticipo rispetto alla consegna dell'elettricità.

Perciò, il prezzo del fornitore corrisponde ai costi da lui sostenuti per l'acquisto dell'energia e il cliente finale paga il PE (Prezzo Energia) riportato nell'offerta.

Il prezzo finale è direttamente proporzionale all'andamento del PUN: quando questo cresce, aumentano anche le offerte del mercato libero e le tariffe per il mercato della maggior tutela; al contrario, queste diminuiscono, quando il PUN decresce.

I contratti dell'energia elettrica stipulati con le società di vendita possono essere a prezzo fisso, che non cambia per un certo periodo di tempo, o a prezzo indicizzato, che varia in base all'andamento del PUN e al prezzo delle materie prime.

Il prezzo è definito ogni ora e dipende dall'incontro tra la domanda e l'offerta, ossia dalla corrispondenza fra offerte di acquisto e offerte di vendita, in cui le prime devono avere sempre un prezzo maggiore o uguale alle seconde.

In base a ciò, il PUN Energia Elettrica ha:

- valori più alti nelle ore in cui è più costoso produrre energia;
- valori più bassi nelle ore in cui è più semplice produrre energia e offerte.

Il valore del Prezzo Unico Nazionale varia in base a:

- costo di produzione delle centrali;

- andamento dei consumi elettrici;
- prezzo all'ingrosso degli altri mercati europei;
- fattori internazionali e/o geopolitici.

2.3 DR E CONTROLLO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI (FER)

2.3.1 Evoluzione e situazione attuale FER

Gli ultimi anni sono stati caratterizzati da uno sviluppo rapido ed imponente e da una diffusione sempre più estesa e capillare degli impianti di generazione elettrica da fonti rinnovabili (FER), le quali non sono programmabili. La progressiva crescita di capacità installata ha riguardato la fonte eolica nel corso dell'ultimo decennio e anche la generazione fotovoltaica (Figura 2.8).

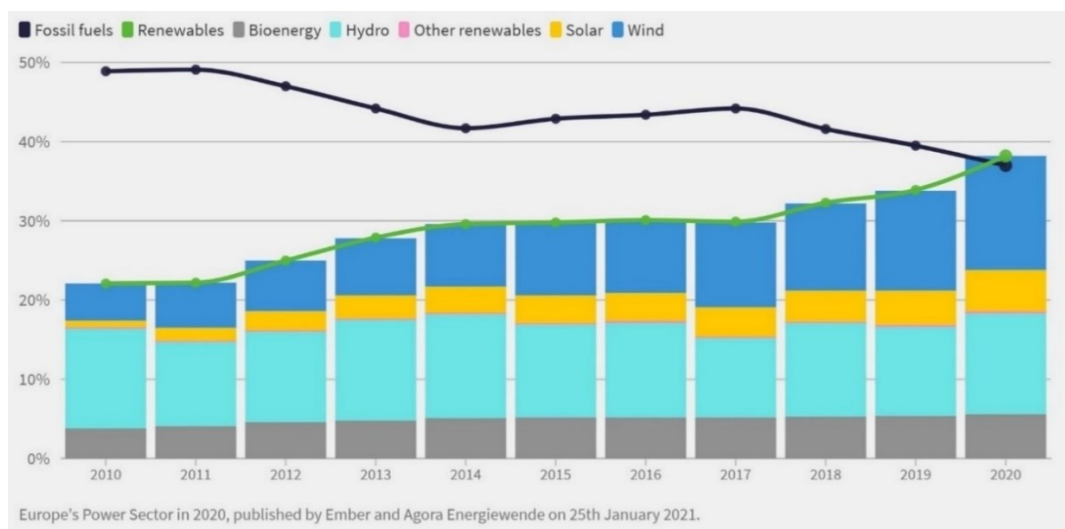


Fig. 2.8: Percentuale di produzione elettrica delle varie fonti rinnovabili in Europa [20].

Per quanto riguarda il settore del Fotovoltaico in Italia, risale al 2005 l'attuazione della prima politica di incentivazione di impianti fotovoltaici per mezzo di un decreto Ministeriale che rendeva disponibile un primo budget di incentivazione, il cosiddetto "Primo Conto Energia"; dal 2005 al 2007 il meccanismo di erogazione degli incentivi è cambiato quattro volte, fino al 2012 quando un decreto ministeriale ha reso

disponibile il quinto ed ultimo budget di incentivazione per impianti fotovoltaici, il cosiddetto “Quinto Conto Energia”.

Il nuovo rapporto statistico fornito dal GSE (gestore dei servizi energetici) indica che sono circa 55mila i nuovi impianti fotovoltaici per una capacità totale cumulata di 750 MW. L’aggiunta, che si conferma in linea con i numeri 2019, porta il dato totale a 936.000 impianti fotovoltaici per una potenza complessiva di 21,65 GW. E una produzione di poco inferiore a 25 TWh (+5,3% rispetto al 2019).

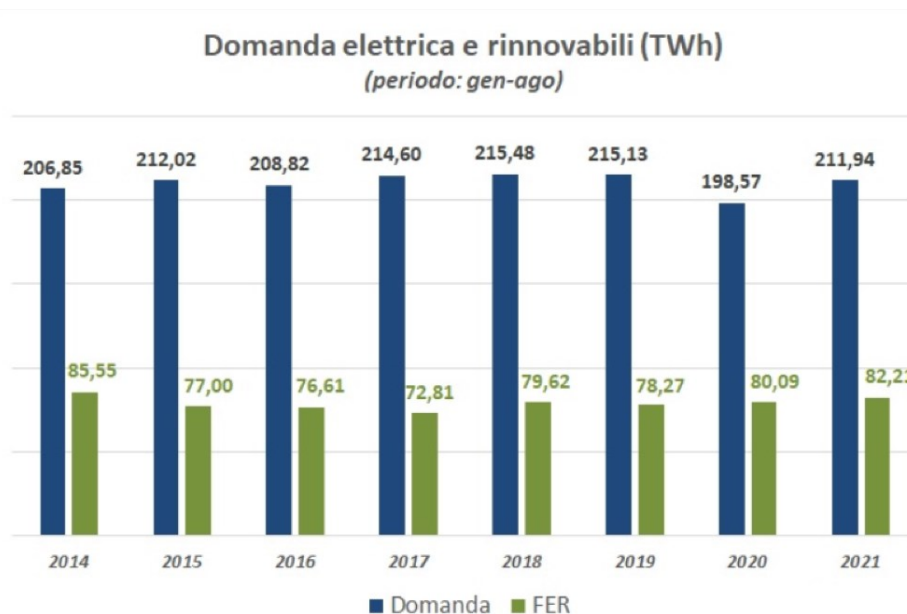


Fig. 2.9: andamento della domanda di energia elettrica e della generazione di rinnovabili nei periodi gennaio-agosto, dal 2014 al 2021 [21].

Il fotovoltaico ha coperto finora nel 2021 il 9% della domanda, mentre l’eolico è al 6,4%.

Insieme le due fonti, che hanno soddisfatto finora il 15,4% della domanda elettrica del paese, hanno generato 32,7 TWh (+700 GWh sullo stesso periodo 2020).

Il dato dell’incremento di eolico e FV per il periodo dal 2014 (cioè in 8 anni) è di 5,6 TWh. Ben poco quando gli obiettivi 2030 ci impongono di arrivare a circa 115 TWh da eolico e solare (secondo PNIEC); oggi siamo a circa 44 TWh (dato 2020), e quindi bisognerà far crescere la produzione da vento e sole di 2,6 volte.

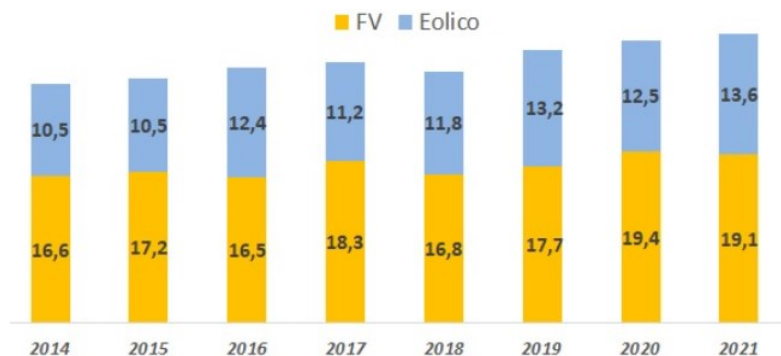


Fig. 2.10: Produzione fotovoltaico ed eolico (TWh) – periodo (gen-ago) [21].

2.3.2 DR e microgrid

La natura fluttuante e intermittente della generazione di energia elettrica delle fonti energetiche rinnovabili, unitamente alla loro intrinseca non programmabilità, influenza significativamente il funzionamento sistema elettrico nel suo complesso [22].

A fianco agli effetti dovute a grandi fluttuazioni, imprevedute o del tutto imprevedibili, che possono innescare oscillazioni della frequenza del sistema elettrico o la violazione del margine di capacità di trasporto delle linee elettriche, vi sono altri effetti importanti che si accentuano sempre di più con l'aumento della penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili (FER), uno tra questi consiste nella depressione nelle ore centrali della giornata della curva del "fabbisogno residuo". Conseguenza di quest'ultimo fenomeno è, nelle ore serali, una ripida salita del fabbisogno residuo, poiché alla tipica crescita dei consumi (soprattutto per l'illuminazione) si somma la simultanea diminuzione della generazione fotovoltaica. Si origina quindi una curva, ormai nota come "duck curve". La ripidità della rampa di salita diventa particolarmente accentuata nei giorni festivi quando, di norma, la domanda di energia elettrica è più bassa e il fabbisogno residuo nelle prime ore del pomeriggio può essere significativamente più basso dei valori notturni.

In alcuni casi il fenomeno può diventare poi anche particolarmente pericoloso, come ad esempio nelle domeniche soleggiate dei mesi estivi.

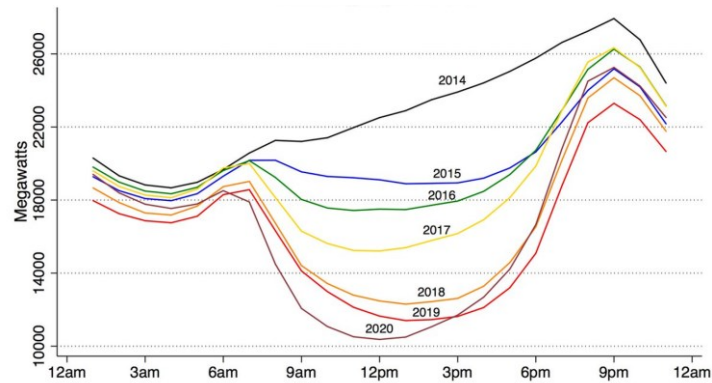


Fig. 2.11: Duck Curve in California in una tipica giornata primaverile [23].

Proprio per la natura intrinseca delle FER, è stato necessario introdurre una serie di misure che hanno l'obiettivo di garantire la sicurezza del sistema e l'approvvigionamento di energia elettrica, con risorse sempre disponibili per coprire le punte di carico in ogni area della rete ed evitare così dei blackout.

Quindi, il DR e l'accumulo distribuito opportunamente gestiti in forma aggregata attraverso l'ausilio di tecnologie adatte allo scopo come, appunto, la nanogrid, consentono di contribuire a dare al sistema elettrico una maggiore flessibilità, una più alta adeguatezza, sicurezza e resilienza.

La nanogrid è una rete di piccola potenza (non superiore a 5kW) per applicazioni in civili abitazioni, basata su un bus in corrente continua (dc link), al quale si possono interconnettere, se presenti:

- varie fonti di generazione (impianti fotovoltaici, sistemi di microgenerazione basati su motori stirling o microturbine a gas, sistemi micro-eolici, celle a combustibile, ecc.);
- un sistema di accumulo elettrico e almeno un inverter per l'alimentazione di carichi privilegiati che necessitano di continuità assoluta;
- la rete pubblica attraverso una apposita interfaccia (PEI, Power Electronic Interface) basata su un inverter che, quando connesso e sincronizzato con la rete di distribuzione in corrente alternata è controllato in corrente ed è in grado di funzionare in maniera bidirezionale. In presenza di una rete di distribuzione e quando le condizioni operative di questa lo consentono (per esempio, assenza di guasti o interruzioni programmate) la PEI è quindi in

grado di assorbire energia dalla rete oppure fornirla alla rete a seconda delle esigenze.

Dal punto di vista tecnico, più nanogrid possono interconnettersi tra loro attraverso una rete di distribuzione o anche attraverso il collegamento dei loro dc link, divenendo così dei moduli per l'implementazione di una vera e propria microgrid. Infine, è da considerare anche il potenziale ruolo dei sistemi di accumulo distribuiti, grazie appunto all'uso di nanogrid, congiuntamente a impianti di generazione da fonti rinnovabili non programmabili [24].

Una tale soluzione consentirebbe l'utilizzo ottimale delle nanogrid in ambito domestico per la realizzazione di comunità energetiche integrate che possano trovare il loro equilibrio economico e finanziario non solo in riferimento all'autoconsumo ma anche con riferimento a servizi di rete e implementazione di DR. In tal modo si raggiunge anche l'obiettivo di coinvolgimento dell'utente il quale, oltre ai benefici collettivi, coglierebbe anche propri obiettivi economici contribuendo ad un utilizzo migliore delle potenzialità delle fonti rinnovabili anche in risposta ad un prezzo che varia durante la giornata, così da ridurre mitigare i problemi di overgeneration ("duck curve") che si presentano nelle ore di picco o di maggior prezzo di mercato oppure quando la sicurezza del sistema elettrico è minacciata. Alla luce di quanto finora detto e tenuto conto del quadro complessivo delle politiche europee di decarbonizzazione del sistema produttivo energetico che hanno incentivato negli anni la realizzazione di un significativo numero di impianti di produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili (FER) di piccola-media taglia, è facilmente comprensibile quanto sia importante valutare anche il ruolo degli impianti convenzionali.

Questo perché i sistemi elettrici europei sono diventati sistemi complessi, chiamati a gestire sia centrali termoelettriche attestata a livello di trasmissione sia risorse distribuite di tipo rinnovabile attestata ai diversi livelli di tensione della rete di distribuzione. In questo scenario, garantire un funzionamento efficace e sicuro della rete richiede il ricorso a nuovi meccanismi di gestione e controllo delle risorse di rete che configurano, in taluni casi, anche delle nuove modalità di utilizzo delle risorse

stesse. Ovviamente, l'analisi dei sistemi ibridi e della Demand Response e l'analisi della loro influenza sulla capacità, adeguatezza, sicurezza e resilienza dei sistemi di produzione, trasmissione e distribuzione richiede la definizione degli indicatori di valutazione delle prestazioni di una rete. Questo vale anche per i sistemi denominati Nano-Micro Grid, eventualmente interconnessi a reti tradizionali centralizzate di DSO-TSO infrastrutturali. In tal senso, si ritiene opportuno evidenziare che i sistemi cosiddetti Energy Sharing come le Nano-Micro Grid e Smart Grid sono ancora in fase di sviluppo e ottimizzazione ed in particolare quelle di tipo cooperativo, dovranno perseguire, a vantaggio dei partecipanti della Energy Community, i macro-obiettivi di seguito elencati:

- aumentare la quota di "Autoconsumo" dei partecipanti all'Energy Community stimolandoli in tal senso mediante l'implementazione di modelli gestionali idonei e flessibili che influiscano sui comportamenti e sulle convenienze economiche degli stessi.
- ottenere nei bilanci energetici ed economici aggregati della Community una sostanziale riduzione sia del fabbisogno di energia prelevato dalle infrastrutture tradizionali (DSO-TSO), che del prezzo-costo medio dell'energia, nonché i costi complessivi infrastrutturali della Grid. Il raggiungimento di tali obiettivi porteranno le Energy Community ad essere più vantaggiose dal punto di vista energetico-economico rispetto alle attuali infrastrutture, sostanzialmente di tipo centralizzato.

2.4 ACCUMULO TERMICO (TES)

Negli ultimi due decenni, l'applicabilità delle tecniche DSM è stata migliorata integrando sistemi di accumulo di energia in modo distribuito.

Il DSM basato sullo storage consente la gestione dei picchi di carico della rete senza ridurre l'effettivo consumo energetico degli stessi sistemi dell'edificio. In questo caso, la variazione del costo dell'elettricità (DSM basato sul prezzo) può essere sfruttata per caricare l'accumulo nei momenti di basso costo dell'elettricità e quindi utilizzare l'energia immagazzinata durante i picchi di domanda [25].

Sono disponibili molte diverse opzioni di accumulo di questo tipo, tra cui l'accumulo di energia elettrica e termica. Diversi studi di ricerca hanno analizzato la fattibilità economica dell'implementazione di DSM basati su storage con diverse strutture tariffarie in edifici commerciali o residenziali [26].

L'applicazione di questi storage, noti anche thermal energy storage (TES), produce benefici ambientali, come dimostrato dalla valutazione del risparmio energetico e della mitigazione dei cambiamenti climatici a causa della loro introduzione nello scenario europeo.

Inoltre, questa revisione ha dimostrato che l'accumulo di energia termica può essere utilizzato per la gestione dei carichi elettrici se abbinato a sistemi di riscaldamento e raffreddamento ad azionamento elettrico. Dal punto di vista del cliente, l'uso dell'accumulo può raggiungere gli stessi livelli di comfort termico, benefici economici come bollette elettriche più basse e minori costi di investimento per l'attrezzatura, dovuti a impianti più piccoli.

I sistemi di accumulo di energia termica (TES) sono presentati come una delle possibili soluzioni per soddisfare la mancanza di risorse energetiche fossili e alla necessità di ridurre le emissioni di CO₂ e sono stati ampiamente studiati e applicati in una grande varietà di campi ingegneristici. Inoltre, può ridurre la domanda elettrica di punta e gli alti costi dell'elettricità nelle ore di punta, è una tecnologia che garantisce sicurezza energetica, efficienza e qualità ambientale.

L'energia solare è un buon esempio, in quanto è una fonte di energia abbondante e pulita, facilmente accessibile.

Il problema risiede nell'intermittenza del suo utilizzo, in quanto le ore di massima richiesta di energia corrispondono alle ore di assenza di irraggiamento solare (ore notturne). Pertanto, e con l'obiettivo di colmare questa lacuna esistente nell'approvvigionamento energetico, i sistemi TES vengono presentati come la soluzione per immagazzinare l'energia e utilizzarla in qualsiasi momento.

Ci sono tre principali tecnologie di accumulo di energia termica [27]: accumulo di calore sensibile attraverso una variazione di temperatura (calore sensibile) di un materiale, accumulo di calore latente attraverso cambiamento di fase (calore latente) di un materiale e calore termochimico (energia chimica) inducendo termicamente cambiamenti negli stati chimici dei materiali.

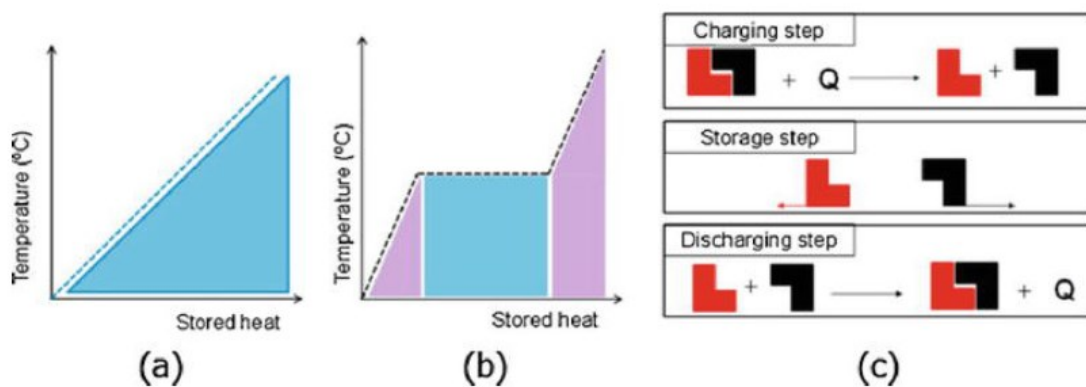


Fig. 2.12: Principali approcci all'accumulo di energia termica: (a) calore sensibile, (b) calore latente, (c) reazioni termochimiche [28].

Tecnologia TES	Capacità (kWh/t)	Costo (/kWh)	Periodo di conservazione
Calore Sensibile	10 -- 50	0,1 -- 10	Giorni/Mesi
Calore Latente	50 -- 150	10 -- 50	Ore/Mesi
Reazioni chimiche	120 -- 150	8 -- 100	Mesi/Stagioni

Tab. 2.1: confronto di diversi parametri tra le varie tecnologie

2.4.1 Accumulo di calore sensibile

Una delle tecnologie TES più utilizzate è l'accumulo di calore sensibile, il processo mediante il quale il calore viene accumulato a causa dell'aumento della temperatura del materiale senza sperimentare cambiamenti strutturali; quindi, i materiali di accumulo di calore sensibile non subiscono alcun cambiamento di fase nell'intervallo di temperatura riscontrato nel processo di accumulo e immagazzinano energia termica mediante calore sensibile in materiali solidi o liquidi.

La capacità dell'accumulo di calore sensibile è determinata dal suo calore specifico e dalla massa del mezzo di accumulo termico, nonché dalla variazione di temperatura consentita durante il funzionamento:

$$Q = m * C_v * \Delta T$$

Poiché $m = \rho V$, la capacità termica dell'accumulo sensibile può essere scritta anche come segue:

$$Q = \rho * V * C_v * \Delta T$$

Dove:

m è la massa del materiale di accumulo

ρ è la densità del materiale di accumulo

V è il volume del materiale di accumulo

C_v calore specifico a volume costante

ΔT variazione di temperatura

Analogamente alla definizione di densità, possiamo definire la densità termica di un mezzo di accumulo termico riorganizzando l'equazione precedente:

$$\frac{Q}{V * \Delta T} = \rho * C_v$$

La densità di accumulo termico è un parametro importante nella scelta di un supporto di accumulo per sistemi a calore sensibile.

È desiderabile avere un mezzo con un valore elevato di ρC_v per ridurre il volume del sistema di accumulo di calore.

La capacità termica di un sistema di accumulo sensibile può anche essere ampliata aumentando la sua differenza di temperatura di esercizio.

Tuttavia, questo è limitato dalle temperature operative dell'applicazione e della fonte di calore.

Per aumentare l'energia immagazzinata, è importante, quindi, che il materiale utilizzato nel sistema di accumulo del calore sensibile abbia un'elevata capacità termica specifica.

I materiali tipici utilizzati sono l'acqua (sfruttando la stratificazione), i letti rocciosi, i mattoni ed i terreni.

Questi sistemi TES sono composti da un contenitore, dove è collocato il mezzo di stoccaggio, e dispositivi di input/output.

La progettazione di un tale sistema è direttamente collegata alle caratteristiche del materiale.

Accumulo di calore solido:

I materiali di stoccaggio solido sono stati applicati in molti sistemi TES per la loro affidabilità, basso costo, facile implementazione e applicabilità in ampi casi pratici [29]. A differenza dell'accumulo di calore liquido, non ci sono problemi di pressione del vapore o perdite nell'accumulo di calore solido. Tuttavia, è necessario un fluido, solitamente aria o olio, che funzioni come fluido termovettore (HTF) per trasportare l'energia termica che deve essere immagazzinata o rilasciata dal sistema di accumulo di calore solido. I materiali di accumulo di calore solido più frequentemente utilizzati includono roccia, cemento, mattoni, sabbia e così via.

Accumulo di calore liquido:

L'acqua è il materiale liquido più comune per i TES grazie al suo elevato calore specifico, assenza di tossicità, basso costo e facile disponibilità.

Tuttavia, a causa della sua elevata pressione di vapore, l'acqua richiede un costoso isolamento e un contenimento resistente alla pressione per applicazioni ad alta temperatura da 100 a 700°C (sotto forma di vapore). L'acqua in fase liquida è ampiamente utilizzata per l'accumulo di calore a bassa temperatura al di sotto dei 100°C in applicazioni a base solare, come il riscaldamento degli ambienti e la fornitura di acqua calda. L'acqua allo stato liquido può anche formare stratificazioni termiche, a causa della differenza di densità causata dal riscaldamento del liquido, la forza di galleggiamento provoca la stratificazione dell'acqua, formando un gradiente termico attraverso l'accumulo.

In tale condizione, il fluido caldo può essere fornito alla parte superiore di un serbatoio di accumulo durante il caricamento, e il fluido freddo può essere estratto dalla parte inferiore durante lo scarico. Pertanto, l'efficienza dell'accumulo di energia termica e del processo di rilascio può essere migliorata. In alcune applicazioni ad alta temperatura come gli impianti CSP, l'acqua viene immagazzinata in fase vapore in serbatoi ad alta pressione (accumulatori di vapore) per funzionare come sistemi TES. Inoltre, l'acqua può essere utilizzata anche sotto forma di acqua refrigerata o sotto forma di ghiaccio per l'immagazzinamento dell'energia fredda, utile nei sistemi di refrigerazione. I principali svantaggi dell'utilizzo dell'acqua come materiale TES sono la sua elevata pressione di vapore e la sua corrosività per il contenitore al di sopra del suo punto di ebollizione.

Altri liquidi meno utilizzati possono essere quelli contenenti sali sciolti, i quali presentano problemi come bassa conducibilità termica, variazione di volume durante la fusione e corrosività al contenitore; oppure un'altra opzione è l'olio diatermico, che a differenza dei sali fusi, non gela durante la notte nelle tubazioni per cui non necessita di alcun sistema antigelo. Tuttavia, il costo dell'olio diatermico è solitamente superiore a quello dell'acqua e dei sali fusi.

Possiamo quindi dire che i materiali per l'accumulo di calore sensibile sono tipicamente basati su materiali di costo relativamente basso e quindi ampiamente utilizzati, ad eccezione dei metalli liquidi. A causa della stabilità termica relativamente buona, delle prestazioni di trasferimento del calore e delle proprietà di trasporto, i materiali di accumulo di calore sensibile sono i materiali TES più utilizzati per le applicazioni ad alta temperatura. Rispetto all'accumulo di calore latente, il calore specifico dei materiali di accumulo di calore sensibile è 50-100 volte inferiore, il che comporta la necessità di grandi volumi o quantità per fornire la quantità di accumulo di energia necessaria per applicazioni di accumulo di energia termica ad alta temperatura. L'altro problema principale dell'accumulo di calore sensibile è che la temperatura del mezzo di accumulo diminuisce durante il processo di scarica; quindi, anche la temperatura dell'HTF diminuisce con il tempo.

Materiale	Tipo	Densità (kg/m ³)	Conducibilità termica (W/m·K)	Capacità termica (kJ/kg·K)	Costo (€/m ³)
Roccia	Solido	1500-2800	0,85-3,5	1	64-742
Calcestruzzo	Solido	2000	1,35	1	76
Sabbia e ghiaia	Solido	1700-2200	2	0,910-1,180	6-8
Piastrelle di ceramica	Solido	2000	1	0,8	1600-3500
Gesso (rivestimento)	Solido	1000	0,4	1	78
Mattone in ceramica	Solido	1800	0,73	0,92	36-64
Legna	Solido	450	0,12	1,6	404
Acqua	Liquido	990	0,63	4,19	1,6
Olio	Liquido	888	0,14	1,88	6560
Sali di nitrito	Liquido	1825	0,57	1,5	2200
Sali di carbonato	Liquido	2100	2	1,8	6050
Sodio liquido	Liquido	850	71	1,3	2000

Tab. 2.2: Materiali di accumulo di calore sensibile utilizzati nei sistemi di accumulo di energia termica.

In questo caso di studio sono stati utilizzati TES ad accumulo di calore sensibile, nello specifico parliamo di Smart electric thermal storage (SETS), i quali verranno trattati nello specifico nei paragrafi successivi.

2.4.2 Accumulo di calore latente

Altre tecniche TES sono quelle ad accumulo di calore latente, che comportano un cambiamento di fase del materiale per immagazzinare o rilasciare l'energia, e l'energia termochimica, che implica l'accumulo di calore di una reazione chimica su entrambi i lati di un materiale termochimico (TCM) [30].

Il calore latente è generalmente molto più alto del calore sensibile per una data sostanza, cosicché sono richiesti volumi di stoccaggio più piccoli e la variazione di temperatura durante il funzionamento è contenuta perché il cambiamento di fase avviene a temperature quasi costanti.

I materiali a cambiamento di fase (PCM) sono composti che fondono e solidificano a determinate temperature per immagazzinare o realizzare grandi quantità di energia. La maggior parte dei materiali che sono stati studiati come PCM negli ultimi 40 anni sono sali idrati, cere di paraffina, acidi grassi ed eutettici di composti organici e non organici [31].

La selezione del PCM adatto si basa sulle proprietà termofisiche, cinetiche, chimiche e sui fattori economici.

I PCM possono subire attraverso varie trasformazioni fisiche e chimiche, accompagnate dall'assorbimento o dal rilascio di calore:

- Solido ↔ cambiamento di fase gassosa.
- Cambio fase liquido ↔ gas.
- Solido ↔ transizione solido.
- Cambio di fase solido ↔ liquido.
- Trasformazione di soluzioni solide ↔ liquide cristalline.

Sebbene le trasformazioni solido ↔ gas e liquido ↔ gas subiscano i maggiori calori di transizione, sono però accompagnate da variazioni di volume molto grandi.

Ciò renderà complessa la progettazione dei contenitori e avrà un impatto significativo sulla praticabilità di questi processi.

I processi di fusione solido \leftrightarrow liquido comportano minori variazioni di volume e forniscono una notevole capacità di accumulo di energia durante i processi di fusione e solidificazione, presentandosi come i più utilizzati nell'accumulo di energia soprattutto nel settore dell'edilizia.

I materiali a cambiamento di fase liquido sono comunemente usati per la loro applicazione pratica e possono essere suddivisi in tre gruppi: composti inorganici, composti organici ed eutettici di composti inorganici e/o organici.

In applicazioni come il riscaldamento degli ambienti, il condizionamento dell'aria o la produzione di acqua calda, l'intervallo di temperatura di lavoro è 0–120 °C: l'elettricità non di punta può essere utilizzata per fondere un PCM (con punto di fusione superiore a 25 °C) per riscaldare un edificio durante periodi successivi; il PCM può essere congelato (punto di fusione tra 5 e 15 °C) azionando un refrigeratore durante il funzionamento notturno non di punta e può essere fuso durante il giorno per rilasciare la sua capacità di raffreddamento all'edificio; l'acqua calda sanitaria può essere preriscaldata in un serbatoio contenente PCM (con punto di fusione 55–70 °C) [27].

I principali problemi che possono avere i PCM sono: bassa conduttività termica (più spesso nelle paraffine), variazione di densità, stabilità delle proprietà in condizioni di cicli prolungati e talvolta segregazione di fase e sotto-raffreddamento che è più spesso nei composti inorganici.

L'accumulo di calore latente con i PCM ha un grande calore latente di fusione in modo che possa immagazzinare più quantità di calore rispetto all'accumulo di calore sensibile. Questa grande differenza offre ai PCM il vantaggio di un'elevata densità di accumulo di energia, che riduce il volume del TES e la superficie della parete esterna e riduce al minimo la perdita di calore. Rispetto all'accumulo di calore sensibile, il processo di scarica dell'accumulo di calore latente può mantenere la temperatura costante e rendere stabile il mezzo di contatto o la temperatura dell'ambiente adiacente. Tuttavia, il principale svantaggio dell'accumulo di calore latente è la bassa

conduttività termica dei PCM. Inoltre, la progettazione del trasferimento di calore e la selezione dei supporti sono più difficili.

2.4.3 Accumulo Termochimico

Diversamente dai sistemi di accumulo di calore sensibile e dai sistemi di accumulo di calore latente, un sistema di accumulo di calore termochimico utilizza reazioni endotermiche/esotermiche reversibili per assorbire, immagazzinare e rilasciare energia tra il calore solare e i reagenti chimici. Come illustrato nella Figura 2.13, durante il processo di carica, il calore viene assorbito per dissociare il materiale A, risultando nei prodotti B e C.

Questa reazione è endotermica e la quantità di calore termochimico immagazzinato è determinata dall'entalpia di reazione.

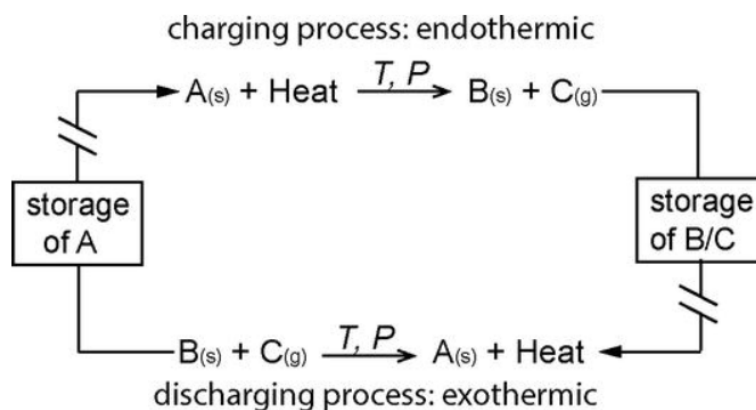


Fig. 2.13: Schema di un sistema di accumulo di calore termochimico [21].

Durante il processo di scarica, invece, i prodotti della reazione endotermica, cioè B e C, vengono miscelati insieme a determinate condizioni di temperatura e pressione per riformare il materiale iniziale A. Questa reazione è esotermica e il calore rigenerato può essere convertito in elettricità o utilizzato per altri sistemi alimentati termicamente.

Per sviluppare un sistema di accumulo di calore termochimico, la prima considerazione è la scelta della reazione reversibile e la caratterizzazione della sua temperatura e pressione di esercizio, della velocità di reazione, della reversibilità e

delle proprietà cinetiche, ecc. Per un accumulo di energia ad alta temperatura, ad esempio, la reazione endotermica per il processo di caricamento del calore dovrebbe avvenire a temperature inferiori a 1000°C per ridurre la restrizione del materiale. La reazione esotermica, invece, dovrebbe essere in grado di cedere calore a temperature superiori a 500°C [32].

CAPITOLO 3: SIMULAZIONE DI UN EDIFICIO

Come già detto nei capitoli precedenti, gli aspetti da affrontare, in virtù soprattutto delle prossime imminenti prescrizioni normative in materia, sono molteplici e riguardano l'energia, l'ambiente e l'economia.

Aspetti non meno importanti riguardano la maggior necessità di flessibilità richiesta agli spazi abitativi, l'aspettativa di comfort di chi abita un edificio e la crescente consapevolezza della relazione esistente tra ambiente interno, salute e benessere.

Nel dettaglio, si deve poter prevedere il comportamento del sistema edificio-impianti al variare delle condizioni al contorno, quali il clima, la disponibilità (e il costo) delle fonti energetiche, le abitudini degli occupanti e le modalità di gestione degli impianti.

Quindi si ha l'esigenza di dover disporre di strumenti di calcolo avanzato, al fine di poter esaminare in un regime dinamico gli effetti delle scelte progettuali compiute, dove la progettazione deve essere in grado di valutare le interazioni fra i diversi sistemi che intervengono nel sistema edificio-impianti ed essere in grado di prevedere i futuri comportamenti del sistema al variare delle condizioni al contorno.

La disponibilità di un buon codice di simulazione termo-energetica permette di fare pressoché qualsiasi tipo di valutazione sull'edificio. Si possono quantificare gli effetti dell'orientamento, della distribuzione delle masse termiche, dell'isolamento termico, dell'uso di schermatura solare, e, inoltre, è possibile quantificare gli esiti dell'installazione di un impianto a tutt'aria piuttosto che di un impianto a bassa entalpia, arrivando a considerare i contributi offerti dai sistemi energetici alimentati da fonti energetiche rinnovabili. In sostanza, i codici di calcolo con queste caratteristiche permettono di ottimizzare le prestazioni del sistema edificio-impianti, consentendo di valutare in maniera attendibile l'impatto di ogni singola scelta.

L'analisi numerica delle prestazioni degli edifici prevede una fase di modellazione ed una fase di simulazione, dove si assumono condizioni al contorno dinamiche, ossia che mutano in funzione della variazione del tempo, con lo scopo di fornire una soluzione approssimata di un modello realistico. Una simulazione mette in atto o implementa un modello, un modello è una descrizione di un certo sistema che deve essere simulato, dove il modello è spesso coincidente con un modello matematico.

3.1 CASO DI STUDIO

3.1.1 Edificio

L'edificio oggetto di studio è la sede dell'Astea, la quale si trova ad Osimo, essa è composta da una parte più vecchia edificata negli anni '60 (dove ci sono alcuni uffici, spogliatoi per i lavoratori, ecc.) e una nuova parte costruita nel 1994. In Figura 3.1 vediamo una rappresentazione 3D dell'edificio, dove i numeri identificano le diverse zone termiche riscaldate; tenendo presente che garage, laboratorio, magazzino e il locale centrale termica non sono riscaldati.

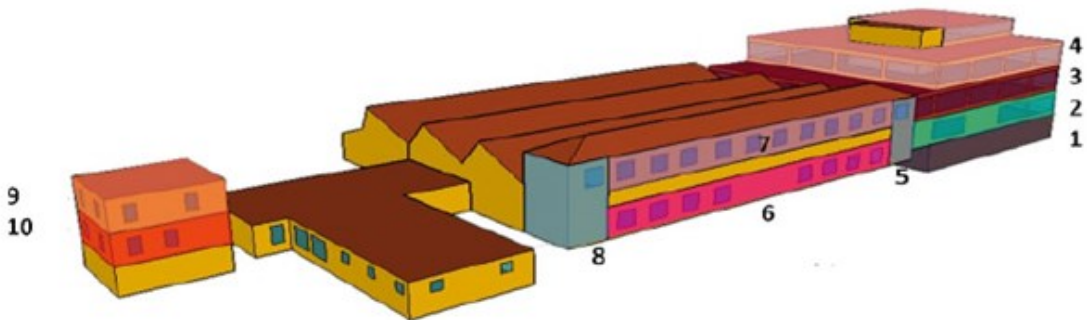


Fig. 3.1: 3D dell'edificio

EDIFICIO ASTEA	
Casa del custode	9- Primo piano
	10- Piano terra
Garage e laboratorio	5- Vano scala A
	6- Piano terra
	7- Primo piano
	8- Vano scala B
Nuova parte	1- Seminterrato
	2- Piano terra
	3- Primo piano
	4- Secondo piano

Tab. 3.1: Suddivisione dell'edificio

Nella tabella sottostante (Tab. 3.2) vengono invece riportate le caratteristiche geometriche delle zone riscaldate, ad eccezione della casa del custode, poiché meno rilevante ai fini dell'analisi eseguita (volume pari a 538.65 m³).

ZONA	VOLUME (mc)	ORIENTAMENTO MURO	SUP. ESTERNA (mq)	SUP. FINESTRE (mq)
1- Seminterrato	2910,52	E_270_90	105,97	31,02
		S_0_90	105,97	0
		N_180_90	105,97	7,92
2- Piano terra	3698,92	E_270_90	105,97	63,36
		S_0_90	133,5	47,52
		N_180_90	133,5	63,36
3- Primo piano	3099,1	E_270_90	88,78	63,36
		S_0_90	111,85	79,2
		N_180_90	111,85	79,2
		W_90_90	88,78	63,36
4- Secondo piano	3285,85	E_270_90	140,25	63,36
		S_0_90	105,97	63,36
		S_0_90	43,52	27,44
		N_180_90	105,97	63,36
		N_180_90	43,52	27,44
		W_90_90	105,97	63,36
		W_90_90	9,62	0
5- Vano scala A	211,56	E_270_90	49,2	0
		S_0_90	35,26	3,41
		N_180_90	14,19	3,41
6- Piano terra	788,04	S_0_90	131,34	28
7- Primo piano	788,04	S_0_90	131,34	34,1
		N_180_90	131,34	27,28
8- Vano scala B	211,56	S_0_90	35,26	3,41
		N_180_90	14,19	3,41
		W_90_90	49,2	0

Tab. 3.2: proprietà geometriche delle zone riscaldata

3.1.2 Impianto di riscaldamento e raffrescamento

L'impianto di riscaldamento dell'edificio è composto da 2 caldaie a gas, solo una funziona, l'altra è di riserva (rispettivamente 580 kW_{th} e 600 kW_{th}), mentre viene prodotto il raffreddamento dell'ambiente da un gruppo frigorifero con R22 (103 kW_{th}).

Nella zona 4 è installato un generatore separato (sala riunioni e l'ufficio dell'amministratore delegato), troviamo una pompa di calore (condizionatore Panasonic Multitype con R410A) utilizzata per il riscaldamento e il raffrescamento degli ambienti (potenza termica per il riscaldamento 25 kW_{th} e potenza elettrica 6,22 kW_{el}; potenza termica frigorifera 22,4 kW_{th} e potenza elettrica 5,89 kW_{el}).

È presente, inoltre, una stazione di ricarica per veicoli elettrici (potenza elettrica 3kW) e due veicoli elettrici con una capacità di accumulo di energia di 22 kWh ciascuno (tempo di ricarica 6-9 ore).

Infine, troviamo dei pannelli fotovoltaici con potenza elettrica nominale di 31,39 kW.

Particolare attenzione è stata posta nella progettazione dell'impianto di riscaldamento, dove vengono utilizzati sia l'energia elettrica che il gas naturale.

Il carico termico di picco è stato valutato per le diverse zone termiche riscaldate dell'edificio principale (esclusa casa del custode) come riportato in Tabella 3.3.

	Potenza termica di picco (kW_{th})
Zona termica 1	24,5
Zona termica 2	31,9
Zona termica 3	35,5
Zona termica 4	48,1
Zona termica 5	4,6
Zona termica 6	14,5
Zona termica 7	21,8
Zona termica 8	5,5

Tab. 3.3: Carichi termici di picco per il riscaldamento delle diverse zone.

La caldaia ha un rendimento del 78% e una temperatura dell'acqua di mandata di 60°C.

Il sistema di emissione dell'aria è composto da Fan coil unit e ventilconvettori.

Come sopra descritto, nella zona 4 è stata installata una pompa di calore aria-aria.

Il sistema è controllato per mezzo di un semplice termostato, che mantiene una temperatura di comfort di 20°C con tolleranza di ± 1°C durante l'orario di lavoro (dal lunedì al venerdì dalle 6.00 alle 19:00). La temperatura viene mantenuta a 17°C ± 1°C

al di fuori dell'orario di lavoro (dal lunedì al venerdì dalle 19.00 alle ore 6.00 e tutto il giorno nei fine settimana).

3.1.3 Zona termica analizzata

In questo caso di studio non è stato analizzato l'intero edificio, ma in relazione al tipo di lavoro da compiere si è deciso di analizzare la sola zona termica 6, poiché proprio in questa troviamo la presenza di unità di accumulo termico elettrico e quindi possiamo sfruttare l'energia elettrica per il riscaldamento della zona stessa.

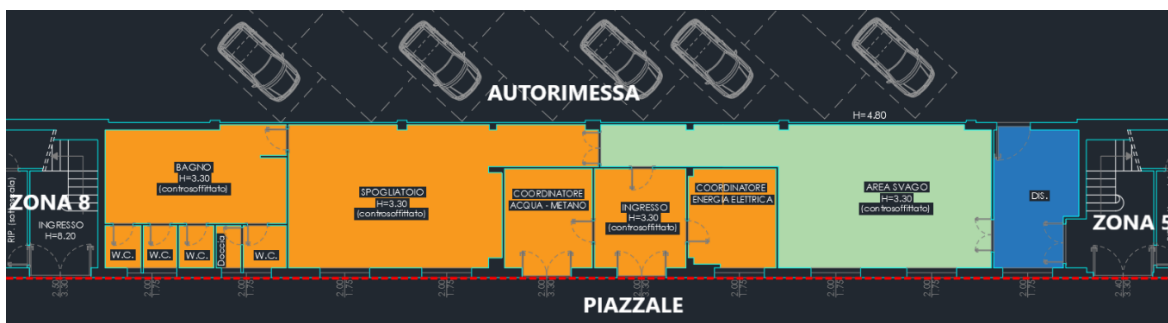


Fig. 3.2: Pianta zona termica 6 e delle relative adiacenze.

- ZONA TERMICA 6_1 (superficie = 157.15 m²)
- ZONA TERMICA 6_2 (superficie = 49.78 m²)
- ZONA TERMICA 6_3 (superficie = 17.94 m²)

Come si può vedere dalla Fig. 3.2, la zona termica 6 è stata a sua volta suddivisa in 3 zone termiche.

In questo lavoro verranno valutati diversi scenari di simulazione riguardanti la zona termica 6_2 (Area Svago), nella quale troviamo installati 2 unità di accumulo termico elettrico (smart electric thermal storage – SETS).

3.1.4 Smart Electric Thermal Storage (SETS)

Le unità di accumulo termico elettrico (SETS) sono sistemi di accumulo di energia termica utilizzati per modificare il profilo di carico termico di un edificio.

Disponibili sia in applicazioni residenziali che commerciali [33], immagazzinano il calore che può essere successivamente utilizzato per il riscaldamento, mantenendo gli edifici a una temperatura confortevole.

L'efficiente conversione dell'energia elettrica in energia termica è possibile implementando un involucro altamente isolato che circonda un solido nucleo di accumulo di energia termica costituito da magnetite legata (GlenDimplex).

La magnetite, scelta per la sua capacità di immagazzinare calore ad alte temperature (circa 600–700 °C), è organizzata in blocchi e gli elementi riscaldanti resistivi forniscono calore ai blocchi centrali durante il periodo di carica.

Quando è richiesto calore, può essere scaricato in modo attivo (convezione forzata) attraverso l'attivazione di un ventilatore o in modo passivo (convezione naturale) attraverso l'apertura di serrande. Tuttavia, il calore viene rilasciato costantemente anche nell'ambiente interno, seppure in misura ridotta, a causa delle dispersioni termiche per irraggiamento e convezione naturale.

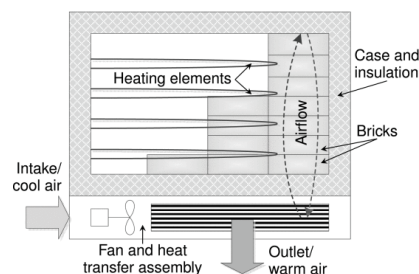


Fig. 3.3 – Sezione di un SETS [34]



Fig. 3.4 – Modello 3D di un SETS [35]

Durante la ricarica, i SETS assorbono energia dalla rete elettrica. La potenza di scarica è la somma del calore ceduto a ventilatore spento (il quale è dato dalla somma del calore ceduto per irraggiamento e per convezione naturale) e del calore ceduto nell'ambiente principalmente per convezione forzata mediante l'attivazione di un ventilatore interno.

A causa dei limiti dati dalle specifiche tecniche dei SETS, l'energia immagazzinata E_i non può superare l'energia massima che può essere immagazzinata dagli stessi, indicata come E_i^{max} .

Così anche la potenza di carica $P_{charge,i}$ non può superare il limite massimo, indicato come $P_{charge,i}^{max}$.

Facoltativamente, il riscaldamento supplementare nei momenti in cui la potenza termica del dispositivo è insufficiente può essere rilasciato attraverso un aumento diretto della resistenza ($P_{boost,i}$), che non può superare il limite ($P_{boost,i}^{max}$).

La massima energia immagazzinata (E_i^{max}), massima potenza di assorbimento ($P_{charge,i}^{max}$) e potenza massima del boost ($P_{boost,i}^{max}$) sono specifiche tecniche dei SETS utilizzati.

Nel presente lavoro, i SETS sono modellati secondo le specifiche indicate in (Dimplex, 2019), che sono riportate nella Tabella 3.4. In questa tabella viene indicata la potenza media scaricata da SETS.

Modello numero:	$\overline{P_{discharge}}$ (kW)	P_{charge}^{max} (kW)	E^{max} (kWh)	P_{boost}^{max} (W)	a_{nofan} ($\frac{W}{kWh}$)	a_{fan} ($\frac{W}{kWh}$)
M50	0,5	1.02	7.2	385	33	172.2
M70	0,7	1.56	10.9	630	40.7	129,7
M100	1.0	2.22	15,5	880	36.1	129,7
M125	1.25	2.76	19.3	1130	34.2	129,7
M150	1.5	3.30	23.1	1380	33,5	129,7

Tab. 3.4: Specifiche tecniche SETS Dimplex

Le opzioni di accumulo di energia più simili ai SETS sono i carichi controllati termostaticamente (TCL) come, ad esempio, scaldacqua elettrici o condizionatori d'aria [36].

I TCL sono più ampiamente disponibili rispetto ai SETS e anche se possono avere un buon potenziale in altre applicazioni, la loro capacità di accumulo termico per unità (ad esempio, 3-6 kWh per scaldacqua elettrici [37]) impallidisce rispetto ai SETS (85+kWh per unità centrali).

Uno dei principali vantaggi che abbiamo con i SETS è che l'elettricità non deve essere consumata nello stesso istante in cui è richiesto il calore, poiché questi sono in grado di immagazzinare abbastanza calore durante i periodi di domanda elettrica non di punta, per soddisfare i carichi di riscaldamento diurni.

Possono così rimodellare il profilo del carico elettrico relativo al riscaldamento di una casa, senza influire sul consumo energetico totale o sul comfort degli occupanti.

Tradizionalmente, hanno utilizzato schemi di controllo rudimentali basati sull'ora del giorno (carica solo di notte) e sulla temperatura esterna (per determinare il carico di riscaldamento stimato del giorno successivo) [38].

Possono però essere utilizzati anche meccanismi di controllo indiretto che si basano su segnali di prezzo, come visto nei paragrafi del secondo capitolo; quindi, si vanno ad utilizzare tassi di tempo di utilizzo o prezzi in tempo reale.

Tuttavia, per essere efficaci, questi segnali di prezzo devono essere disponibili e riflettere i prezzi e i costi reali del sistema.

Pertanto, l'accumulo termico solido elettrico è diventato una delle soluzioni più promettenti come risposta alla domanda flessibile (DR) nella gestione della domanda (DSM).

L'elemento di controllo consente di programmare su sette giorni i riscaldatori ambiente per soddisfare le esigenze previste in termini di temperatura e temporizzazione, sia tramite comandi sui dispositivi stessi, sia da remoto tramite app. Con l'aggiunta di contatori intelligenti, in grado di effettuare letture a intervalli frequenti e regolari, è possibile registrare l'utilizzo a tariffe diverse per periodi di tempo concordati in modo che, ad esempio, i riscaldatori possano essere caricati in

qualsiasi momento della giornata quando le condizioni dell'impianto sono favorevoli e non solo durante la notte o quando si utilizza la funzione "boost" in altre ore del giorno.

I SETS forniscono quindi flessibilità alla rete elettrica e la loro capacità di gestione della domanda aumenta ancor di più questa capacità quando si parla di energie rinnovabili; infatti, possono immagazzinare il calore ottenuto dall'energia elettrica rinnovabile generata in periodi di alta offerta e bassa domanda.

Inoltre, va detto, che questi sistemi di accumulo sono completamente controllabili e progettati per l'integrazione nei sistemi di controllo delle reti intelligenti, i loro servizi di rete hanno un notevole potenziale per ridurre i picchi di consumo e le emissioni, oltre a ridurre lo stress sul sistema di distribuzione.

Caratteristiche dei SETS utilizzati

Nella zona termica 6_2 di questo caso di studio sono presenti due SETS Glen Dimplex, model QM100, di seguito sono riportate le equazioni con le quali sono stati modellati in Trnsys, dove:

- [M] Massa del materiale di accumulo termico: 84 kg
- [c] Calore specifico del materiale di accumulo termico: 0.948 kJ/kgK
- [T_m] Temperatura del materiale di accumulo termico: tra i 70 °C e 690 °C
- [T_{air,zone}] Temperatura aria interna
- [Q_c] Potenza di carica: 2200 W_{el} per unità
- [Q_d] Potenza termica scambiata con l'ambiente: max 1000 W_{th} per unità
- [Ctrl_c] Variabile di controllo per la fase di carica
- [Ctrl_d] Variabile di controllo per la fase di scarica
- [L] Perdite termiche: 0.8 W/K

Equazione di bilancio energetico

L'equazione di bilancio energetico con la quale sono stati modellati in Trnsys è la seguente:

$$M * c * \frac{dT_m}{dt} = \dot{Q}_c * Ctrl_c - \dot{Q}_d * Ctrl_d + L * (T_{air,zone} - T_m)$$

La potenza termica scambiata con l'ambiente (\dot{Q}_d) è pari a:

$$\dot{Q}_d = \dot{m}_{air} * c_{air} * (T_{air,sup} - T_{air,zone})$$

Dove:

- \dot{m}_{air} : portata d'aria [kg/s]
- c_{air} : calore specifico dell'aria [kJ/kgK]
- $T_{air,sup}$ = temperatura dell'aria di mandata [55°C]
- $T_{air,zone}$ = temperatura dell'aria nell'ambiente [°C]

3.2 SOFTWARE TRNSYS

Per eseguire la simulazione dell'edificio oggetto di studio è stato utilizzato il programma TRNSYS, il quale è un software di simulazione energetica costituito da numerosi moduli, sviluppato presso il Solar Energy Lab dell'Università del Wisconsin-Madison e il Solar Energy Application Lab dell'Università del Colorado. Tra le sue applicazioni iniziali c'era lo studio del comportamento energetico di impianti solari attivi ed è divenuto un software commerciale dal 1975.

Un sistema definito in TRNSYS si presenta costituito da una serie di componenti, collegati tra loro in modo opportuno al fine di poter simulare le prestazioni del lavoro specificato.

TRNSYS contiene al suo interno una serie di sottoprogrammi (subroutines), ogni sottoprogramma contiene un modello di componente del sistema contraddistinto da un numero che ne illustra la funzione (Type number); specificando i parametri (valori indipendenti dal tempo) e i dati di input (valori dipendenti dal tempo); il modello può calcolare gli output funzioni del tempo.

Gli output così ottenuti possono essere usati come input per altri componenti (che contengono un diverso modello matematico). La tecnica modulare minimizza la complessità della simulazione del sistema, dal momento che riduce un grande

problema in un certo numero di piccoli problemi, ciascuno dei quali può essere risolto indipendentemente e facilmente.

Il cuore del programma è rappresentato dal "Simulation Studio", un ambiente di lavoro virtuale che permette di gestire gli elementi, chiamati "Type", che ben descrivono il problema fisico-tecnico oggetto della simulazione. Il modello generale che si vuole simulare sarà quindi composto da un insieme di questi "Type", interconnessi tra loro, che nell'area di lavoro si mostrano come un diagramma a blocchi, che sintetizza le impostate relazioni dei vari elementi funzionali del sistema. Attraverso il Simulation Studio avviene la gestione vera e propria del codice di calcolo, dove è possibile la selezione di tutti i parametri di controllo, come il periodo di simulazione, la tipologia di solutore numerico, il passo di discretizzazione temporale, etc. ...

Un'altra interfaccia fondamentale per la modellazione dei sistemi edificio-impianti è sicuramente l'applicazione TRNBuild, con la quale è stato possibile realizzare il modello dell'edificio, caratterizzato dalle numerose zone termiche individuate al suo interno.

Basandosi sull'input file, TRNSYS chiama i componenti e itera ad ogni timestep (tempo di campionamento dal secondo alle ore in funzione del processo studiato e definito a priori dall'utente) fino a risolvere il sistema globale di equazioni.

L'utente può generare facilmente e autonomamente un componente di TRNSYS per modellare tutta la nuova tecnologia che è generata con il passare del tempo.

Ovviamente sarà prima necessario verificare che il modello che si intende simulare non sia contenuto tra i 72 componenti della libreria standard (che modellano tutto o quasi, dalle attrezzature e dalle costruzioni dettagliate a più zone, ai controllers, dai collettori solari alle turbine eoliche, oltre che i modelli per l'input di informazioni climatiche e le forcing functions (quali i profili di occupazione) e quelli per l'output dei risultati.

3.2.1 Interfaccia TRNSYS Simulation Studio

Ogni componente di TRNSYS ha input e output che hanno il compito di rappresentare i tubi, i condotti ed i segnali di controllo reali delle loro controparti fisiche.

L'input file, per ciascun componente del sistema, fornisce a TRNSYS parametri e valori iniziali da usare e come i vari componenti di sistema sono collegati. Nell'input file devono, quindi, essere inseriti, per ogni componente, un certo numero di parametri (quantità indipendenti dal tempo), di input (quantità dipendenti dal tempo che possono essere output di altri componenti) e di valori iniziali.

La finestra principale contiene icone descrittive dei types collegate da links.

Ogni icona rappresenta un differente componente di sistema (per esempio una pompa, un collettore solare, ecc.).

L'utente sceglie il type necessario alla propria simulazione tra quelli presenti nella lista per categorie e, da qui, trascina l'icona corrispondente all'interno della finestra di assemblaggio.

A questo punto non rimane che creare i collegamenti che ripartiscono le informazioni fra i componenti: le linee che collegano le icone rappresentano proprio i tubi e i cavi che collegano i componenti fisici.

Sono possibili collegamenti distinti tra variabili diverse di due componenti (temperature, portate, energie, ecc.): ogni link tra due types, deve essere specificato cliccando sul collegamento in modo da aprire una finestra dettagliata (TRNSYS Simulation Studio controlla che le dimensioni delle caratteristiche collegate siano uguali e non permette collegamenti tra caratteristiche incompatibili).

Ad ogni componente è associato un file Proforma che da una descrizione in forma sintetica del componente.

Tutti i componenti creati o aggiunti al programma TRNSYS Simulation Studio devono avere una proforma completo per poter essere usati nell'Assembly Panel.

Un altro passo importante nella creazione di una simulazione in TRNSYS Simulation Studio è la specificazione dei parametri richiesti, dei valori degli input iniziali (fig. 3.5) e i file esterni.

Questo si ottiene attraverso una finestra che si apre nell'Assembly Panel cliccando sull'icona del componente desiderato. La finestra contiene un numero di azioni che sono comuni ad ogni type di modello.

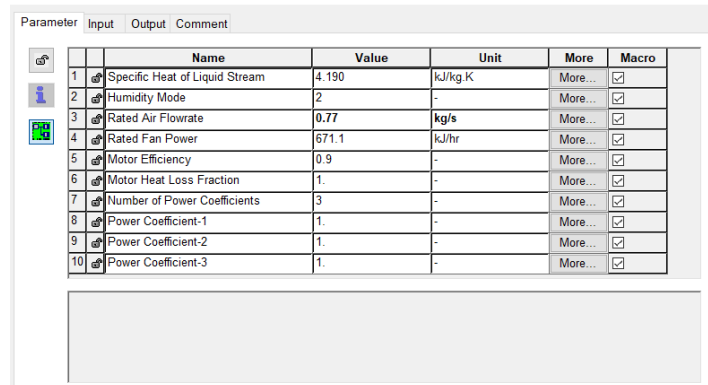


Fig. 3.5: finestra degli input

Un altro passo è quello di specificare la durata della simulazione, il timestep (tempo di campionamento), il nome del file di input che verrà scritto. Questo si ottiene attraverso la finestra della Simulation Control Card (fig. 3.6):

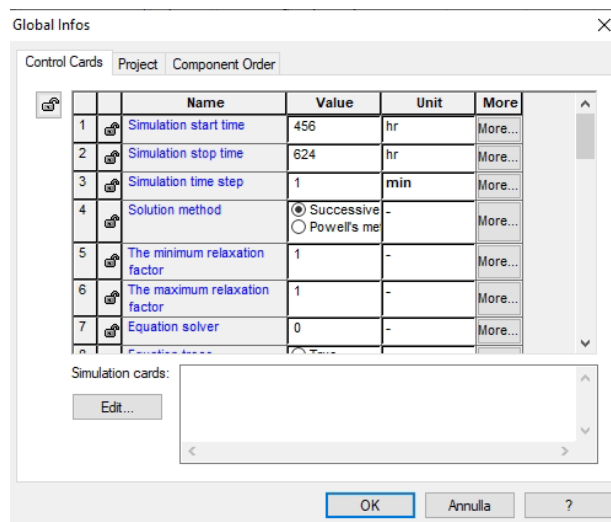


Fig. 3.6: Control Cards della simulazione

Per collegare tra loro i vari componenti utilizziamo invece lo strumento link (fig. 3.7)

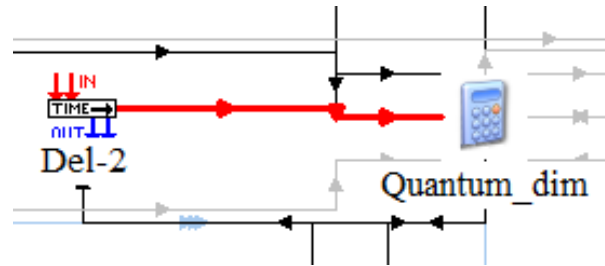


Fig. 3.7: Esempio di connessione tra due componenti

Eseguito il collegamento si devono specificare i dettagli del collegamento tra i due componenti utilizzando la finestra Connection. La finestra, mostrata in fig. 3.8, si apre cliccando sul collegamento tra i due componenti, al suo interno contiene due colonne di variabili. La prima colonna mostra gli output del primo componente, mentre la seconda mostra gli input del secondo componente. Tutti gli input che non vengono collegati vengono assunti pari al valore inizialmente specificato e rimarranno costanti durante tutta la durata della simulazione.

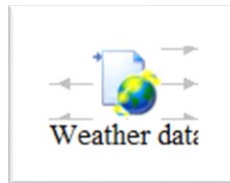
Component 1 Output	Component 2 Input	Value
Dry bulb temperature	1- TAMB	0
Dew point temperature	2- RELHUMAMB	0
Wet bulb temperature	3- TSKY	0
Effective sky temperature	4- TSGRD	0
Mains water temperature	5- AZEN	0
Humidity ratio	6- AAZM	0
Percent relative humidity	7- GRDREF	0
Wind velocity	8- TGROUND	0
Wind direction	9- TBOUNDARY	0
Atmospheric pressure	10- BRIGHT	0
Total sky cover	11- SHADE_CLOSE	0
Opaque sky cover	12- SHADE_OPEN	0
Extraterrestrial solar radiation	13- MAX_ISHADE	0
Global horizontal radiation (not interpolated)	14- MAX_ESHADE	0
Direct normal radiation (not interpolated)	15- T_IN_SECONDO_RIALZAT	0
Solar zenith angle	16- RH_IN_SECONDO_RIALAZ	0
Solar azimuth angle	17- M_DOT_SECONDO_RIALZA	0
Total horizontal radiation	18- T_IN_SEMINTERRATO	0
Horizontal beam radiation	19- RH_IN_SEMINTERRATO	0

Fig. 3.8: Esempio di connessioni tra due componenti (output e input)

Eseguiti tutti i collegamenti il progetto è pronto per essere simulato con Trnsys, attraverso il comando Run Simulation, per determinare i risultati.

3.2.2 Type utilizzate nella simulazione

- Type numero 15: Questo componente ha lo scopo di leggere i dati a intervalli di tempo regolari da un file di dati meteorologici esterno, interpolando i dati (compresa la radiazione solare per superfici inclinate) a intervalli di tempo inferiori a un'ora e rendendoli disponibili ad altri componenti TRNSYS. Contiene il seguente file meteo ".\Weather\Meteonorm\Europe\IT-Ancona-Falconara-161910.tm2".

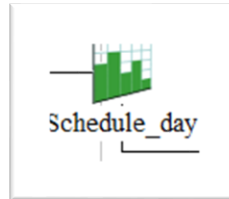


- Type numero 166: Un semplice termostato ambiente, il quale viene modellato per emettere funzioni di controllo on/off che possono essere utilizzate per controllare un sistema con una fonte di riscaldamento e una fonte di raffreddamento.



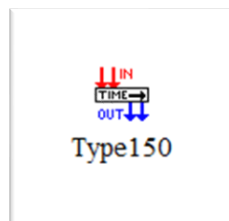
- Type numero 14: Impone uno schema forzato della funzione, questo schema è stabilito da un insieme di punti dati discreti che indicano il valore della funzione in vari momenti durante un ciclo. L'interpolazione lineare è fornita per generare una funzione di forzatura continua dai dati discreti. Il ciclo si ripeterà ogni N ore dove N è l'ultimo valore di tempo specificato. Mentre il codice di Type14 è del tutto generale, questa versione del componente utilizza unità adimensionali in modo che anch'essa possa essere utilizzata in modo molto generico.

Questo type è stato utilizzato per determinare dei programmi orari o giornalieri di carica e scarica degli accumulatori, oppure per inserire la quantità degli eccessi provenienti dal fotovoltaico.



- Type numero 150: Questo componente modella un controller in cui gli output sono impostati sui valori di input da un timestep precedente definito dall'utente. Ad esempio, l'utente potrebbe decidere di far basare le uscite ad un altro componente sulle temperature di zona dell'ora precedente o anche del giorno precedente.

In questo caso è stato utilizzato per generare un output che definisce la Temperatura iniziale dell'accumulo (T_s), venendo quindi collegato con il Quantum (SETS), poi in base all'equazione di T_s la temperatura viene rimandata come input a questo type, creando così un ciclo.



- Calcolatrice: non fa parte delle type, ma è utilizzata per scrivere equazioni, le quali possono poi essere utilizzate come output.

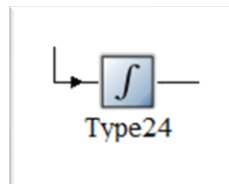
In questo caso specifico la calcolatrice è stata utilizzata soprattutto per modellare i SETS andando a scrivere le equazioni che li definiscono.

Più avanti vedremo nel dettaglio le equazioni che lo compongono.



- Type numero 24: Questo componente integra una serie di quantità in un periodo di tempo. Ciascun integratore di quantità non può avere più di 500 ingressi.

Questo type è in grado di resettarsi periodicamente durante la simulazione sia dopo un determinato numero di ore sia dopo ogni mese dell'anno.



- Type numero 65: Viene utilizzato per visualizzare le variabili di sistema selezionate man mano che la simulazione avanza. Questo componente è ampiamente utilizzato poiché fornisce preziose informazioni sulle variabili e consente agli utenti di vedere immediatamente se il sistema non funziona come desiderato. Le variabili selezionate verranno visualizzate in una finestra del grafico separata sullo schermo.

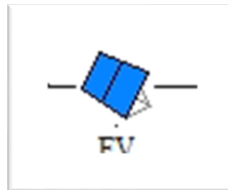


- Type numero 65: Questo componente modella il comportamento termico di un edificio con più zone termiche.

La descrizione dell'edificio viene passata al modello dal file di descrizione dell'edificio (*.b18,*.b17, *.bui), questo file può essere generato dal programma chiamato TRNBuild.

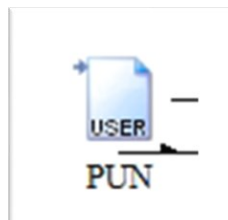


- Type numero 194: Questo componente determina le prestazioni elettriche di un campo fotovoltaico, può essere utilizzato in simulazioni che coinvolgono accumulatori elettrici, accoppiamento diretto del carico e connessioni alla rete elettrica. Il modello determina la corrente e la potenza a una tensione specificata. Altre uscite includono corrente e tensione al punto di massima potenza.



- Type numero 9: Questo componente ha lo scopo di leggere i dati a intervalli di tempo regolari da un file di dati, convertirli in un sistema di unità desiderato e renderli disponibili ad altri componenti TRNSYS come funzioni di forzatura variabili nel tempo.

È stato utilizzato per generare i dati del PUN (prezzo unico nazionale dell'energia elettrica) come input per controllare la carica dei quantum in base al prezzo dell'energia elettrica.



3.3 MODELLO DELL'EDIFICIO:

3.3.1 TRNBuild

Trnbuild è un'interfaccia utilizzata per modellare edifici e strutture che permette la creazione di zone climatiche, delle quali l'apposita Type di Simulation Studio calcolerà i parametri di interesse, come i carichi termici o le condizioni dell'aria.

Una volta definite le zone termiche, si prosegue alla creazione del modello, specificando le caratteristiche delle componenti di involucro, come le stratigrafie, le superfici e l'orientamento delle pareti. È possibile inserire anche i dati relativi alle componenti trasparenti, come la trasmittanza termica dei vetri e del telaio dei serramenti, il rapporto delle aree fra vetro e telaio o i fattori di shading.

Per creare le stratigrafie delle pareti è possibile utilizzare una libreria contenente i principali materiali edili, oppure si può creare un nuovo materiale non esistente in libreria, mediante l'impostazione dei valori di densità, capacità termica specifica e conducibilità termica.

Una volta creata la parete è necessario specificarne l'orientamento e il tipo. Infatti, la parete può essere esterna (EXTERNAL), cioè di separazione fra la zona e l'ambiente esterno; adiacente (ADJACENT), cioè in collegamento con un'altra zona; interna (INTERNAL), cioè situata all'interno della zona stessa; di confine (BOUNDARY), cioè a contatto con un ambiente le cui condizioni sono diverse da quelle esterne e possono essere impostate dall'utente (ad esempio nel caso di contatto col terreno).

Per fare ciò si sceglie il type 56 per la modellazione dell'edificio, se ne devono definire, come

per tutti i types, una serie di parametri e di input. Questo type utilizza l'esecuzione preliminare di un programma separato di pre-processing, appunto TRNBuild.

TRNBuild, legge e processa un file contenente la descrizione termofisica e geometrica dell'edificio e genera due files che sono poi usati dal type 56 nel corso della simulazione.

Le caratteristiche reali della costruzione sono, quindi, immesse esternamente in TRNSYS Simulation Studio, in modo da sfruttare le potenzialità dell'interfaccia TRNBuild e, solo dopo, richiamate con il type 56 per effettuare la simulazione.

Parameter	Input	Output	External Files	Comment
Name	Value	Unit	More	Macro
1 Logical unit for building description file (*.b17, *.bui)	31	-	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
2 Star network calculation switch	1	-	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
3 Weighting factor for operative temperature	0.5	-	More...	<input checked="" type="checkbox"/>

Fig. 3.9: Input per il type 56

I parametri sono 3, i primi due sono le unità logiche FORTRAN attraverso le quali vengono letti rispettivamente il file di dati con la descrizione dell'edificio e quello per i coefficienti delle funzioni di trasferimento.

Il terzo parametro indica l'unità logica FORTRAN per il file con la libreria delle finestre, che contiene dati termici e ottici.

Gli input e gli output dipendono dalla descrizione dell'edificio e dalle opzioni definite in TRNBuild, anche se, in generale, alcuni input sono presenti indipendentemente dal tipo di costruzione e comprendono la temperatura dell'aria esterna, la sua umidità relativa, la temperatura fittizia del cielo e le radiazioni totale e diretta sulle facciate e su un piano orizzontale, nonché gli angoli di incidenza sulle stesse.

Questi input devono essere in qualche modo forniti da altri types del progetto di TRNSYS Simulation Studio.

3.3.2 L'edificio in TRNBuild

Per prima cosa, va fatta una premessa, il modello geometrico dell'edificio è stato realizzato con l'utilizzo di un altro software e poi importato in Trnsys, ma in questa ricerca è stato necessario poter suddividere la zona termica 6 in 3 diverse zone, proprio per questo è stato necessario l'utilizzo di TRNBuild.

Questo è risultato fondamentale, inoltre, per modificare le stratigrafie che andavano aggiornate con riferimento ai dati più recenti e per impostare altre caratteristiche fondamentali per il tipo di simulazione da eseguire.

Le zone termiche sono descritte attraverso l'utilizzo della finestra "zone" come vediamo nelle figure sottostanti (Fig. 3.10, Fig. 3.11, Fig. 3.12).

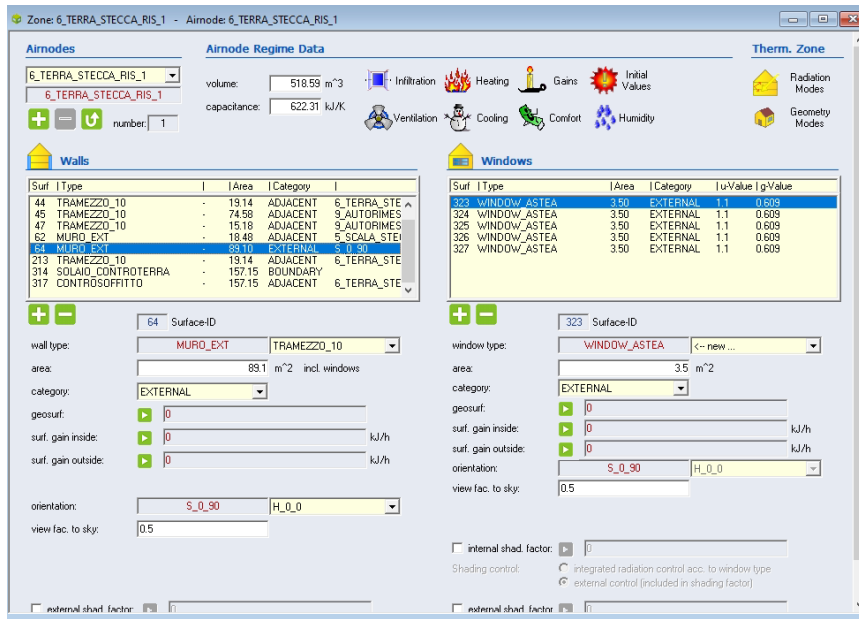


Fig. 3.10: Finestra zona termica 6_1

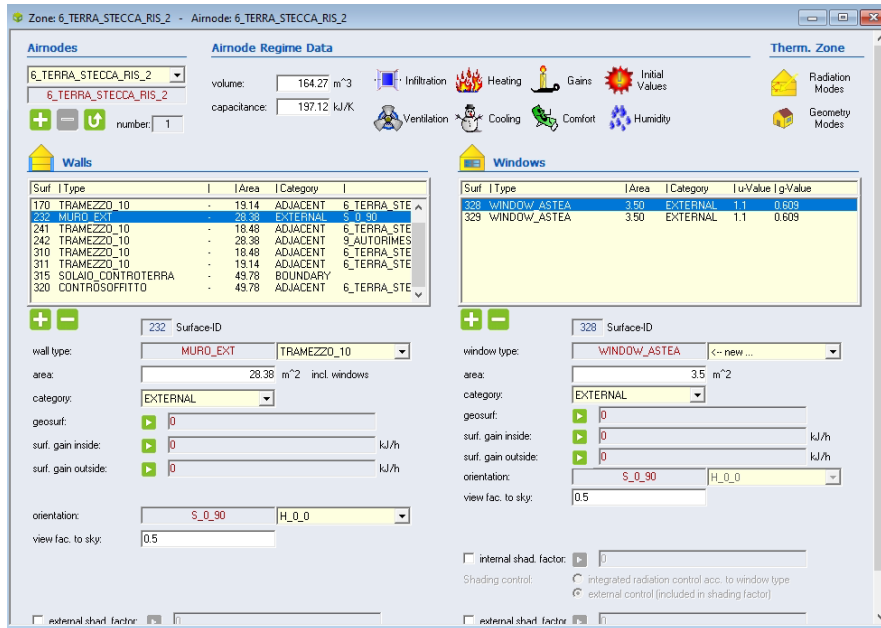


Fig. 3.11: Finestra zona termica 6_2

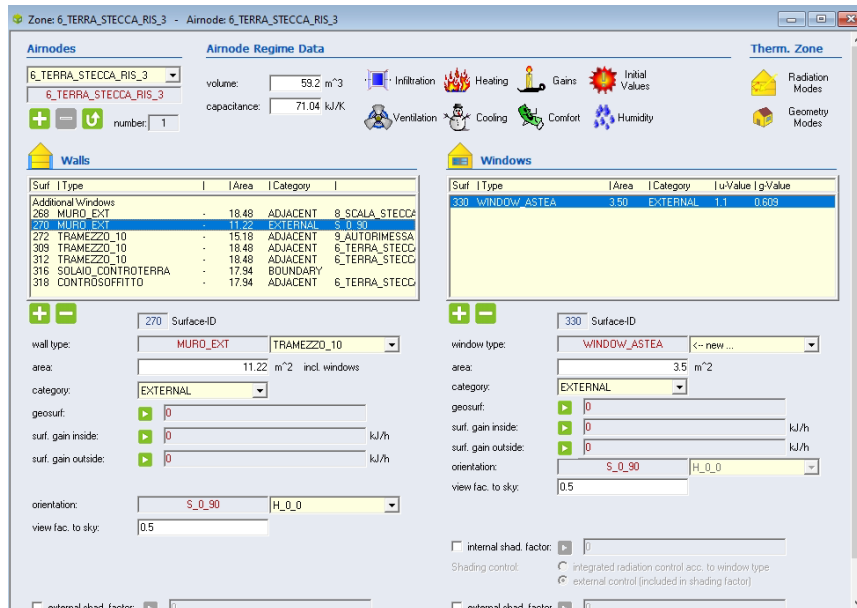


Fig. 3.12: Finestra zona termica 6_3

I dati che descrivono una zona termica sono:

- Descrizione delle pareti "Walls", in cui viene definito il tipo di muro o il tipo di solaio e in entrambi i casi vengono riportate le rispettive superfici e adiacenze.
- Descrizione delle finestre "Windows", in cui sono riportate le superfici vetrate assegnate al muro corrispondente.
- Dati di regime: infiltrazione, riscaldamento, guadagni, umidità, ventilazione, raffreddamento, comfort;

PARETI:

Vediamo ora le stratigrafie delle pareti pacche presenti nelle zone termiche analizzate.

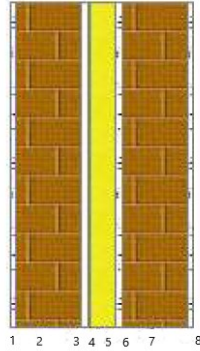
Legenda:

- s: spessore [mm]
- Cond.: conducibilità termica [W/mK]
- R: resistenza termica [m²K/W]
- M.V.: densità [kg/m³]
- C.T.: capacità termica specifica [kJ/kgK]
- R.V.: permeabilità al vapore [-]

a. MURO A CASSETTA (Parete esterna dell'edificio)

Codice TRNBuild: MURO_EXT

Stratigrafia



N.	Descrizione del livello	s	Cond.	R	M.V.	C.T.	R.V.
1	Intonaco (malta e gesso)	10	0,7	0,014	1400	1	10
2	Mattone	100	0,37	0,27	780	0,84	9
3	Intercapedine d'aria	10	0,067	0,15	-	-	-
4	Barriera al vapore (fogli di alluminio)	0,5	220	0	2700	0,88	999999 9
5	Isolante (lana di roccia)	40	0,035	1,143	100	1,03	1
6	Intonaco (malta e gesso)	10	0,7	0,014	1400	1	10
7	Mattone	100	0,37	0,27	780	0,84	9
8	Intonaco (malta e gesso)	10	0,7	0,014	1400	1	10

Tab. 3.5: Proprietà dei materiali contenuti nel pacchetto murario

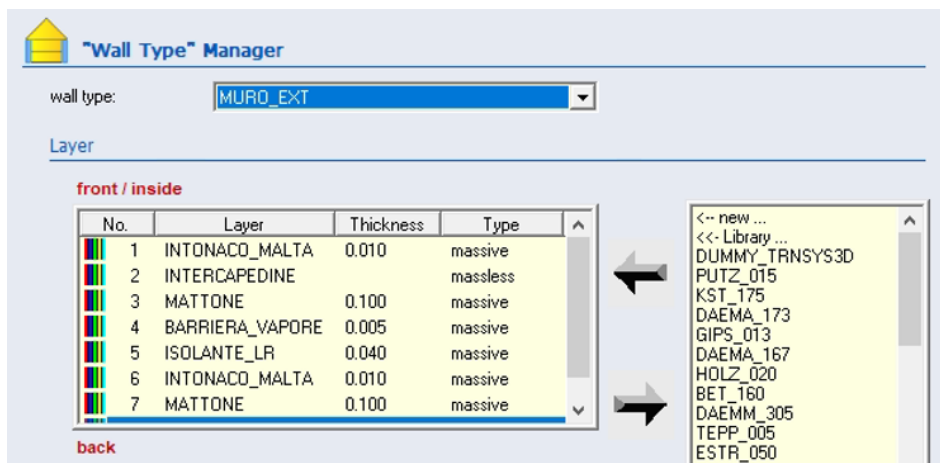
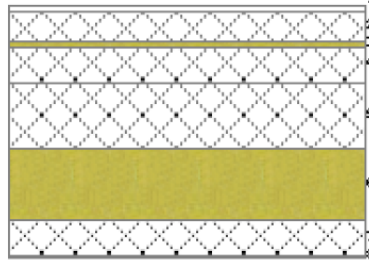


Fig. 3.13: Parete esterna in TRNBuild

b. SOLAIO CONTROTERRA

Codice TRNBuild: SOLAIO_CONTROTERRA

Stratigrafia



N.	Descrizione strato	s	Cond.	R	M.V.	C.T.	R.V.
-	Resistenza superficiale interna	-	-	0,170	-	-	-
1	Piastrelle in ceramica	10,00	1,000	0,010	2300	0,84	200
2	Sottofondo di cemento magro	40,00	0,700	0,057	1600	0,88	20
3	FONOSTOP DUO	7,50	0,039	0,192	200	1,62	100000
4	Massetto ripartitore in calcestruzzo con rete	50,00	1,490	0,034	2200	0,88	70
5	C.I.s. cell. autocl. esp. in fabbrica	92,50	0,100	0,925	400	0,84	7
6	Polistirene tipo Gematherm XC3 80-120 mm	100,00	0,036	2,778	30	1,25	200
7	C.I.s. di sabbia e ghiaia pareti esterne	50,00	1,310	0,038	2000	0,88	100
8	P.V.C. espanso rigido in lastre	1,00	0,039	0,026	30	1,30	260
-	Resistenza superficiale esterna	-	-	0,040	-	-	-

Tab. 3.6: Proprietà dei materiali contenuti nel pacchetto solaio

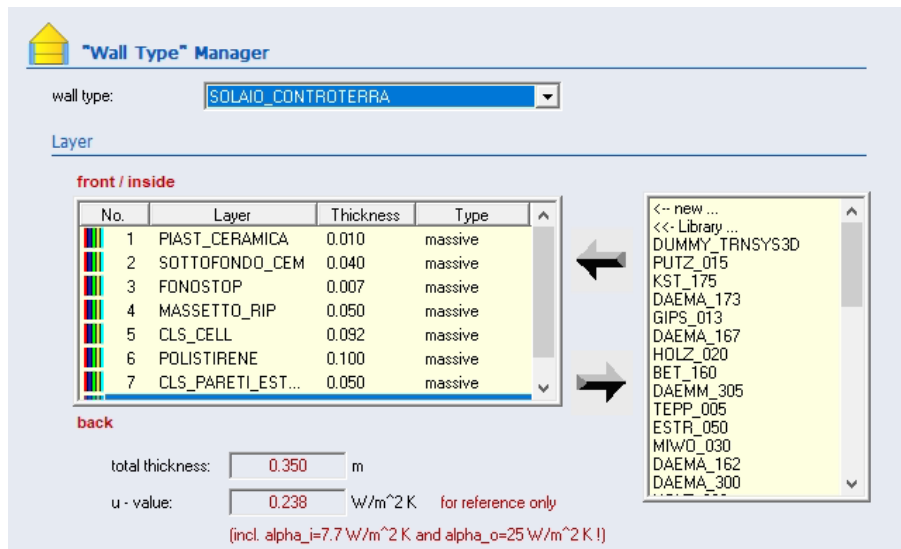
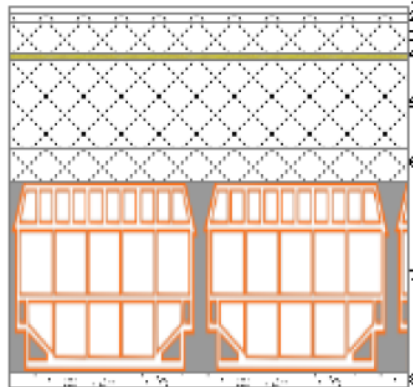


Fig. 3.14: Solaio controterra in TRNBuild

c. SOLAIO DI INTERPIANO

Codice TRNBuild: SOLAIO_INTERPIANO

Stratigrafia



N.	Descrizione strato	s	Cond.	R	M.V.	C.T.	R.V.
-	Resistenza superficiale esterna	-	-	0,100	-	-	-
1	Piastrelle in ceramica (piastrelle)	10,00	1,000	0,010	2300	0,84	1995
2	Sottofondo di cemento magro	10,00	0,700	0,014	1600	0,88	20
3	Massetto ripartitore in calcestruzzo con rete	40,00	1,490	0,027	2200	0,88	70
4	FONOSTOP DUO	7,50	0,039	0,192	200	1,62	100000
5	C.l.s. cell. autocl. esp. in fabbrica	112,50	0,100	1,125	400	0,84	7
6	C.l.s. di sabbia e ghiaia pareti esterne	40,00	1,310	0,031	2000	0,88	100
7	Solaio tipo predalles	240,00	0,857	0,280	1479	0,84	9
8	Intonaco di cemento e sabbia	20,00	1,000	0,020	1800	1,00	10
-	Resistenza superficiale interna	-	-	0,100	-	-	-

Tab. 3.7: Proprietà dei materiali contenuti nel pacchetto solaio

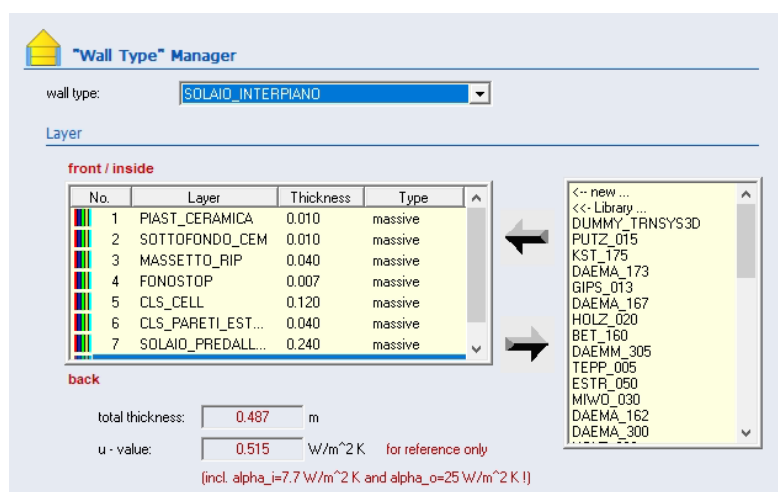
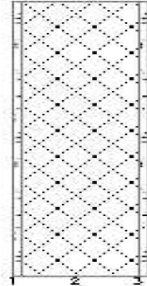


Fig. 3.15: Solaio di interpiano in TRNBuild

d. TRAMEZZO INTERNO

Codice TRNBuild: TRAMEZZO_10

Stratigrafia



N.	Descrizione del livello	s	Cond.	R	M.V.	C.T	R.V.
1	Intonaco (malta e gesso)	10	0,7	0,014	1400	1	10
2	Mattone	80	0,22	0,27	1100	0,9	9
3	Intonaco (malta e gesso)	10	0,7	0,014	1400	1	10

Tab. 3.8: Proprietà dei materiali contenuti nel pacchetto murario

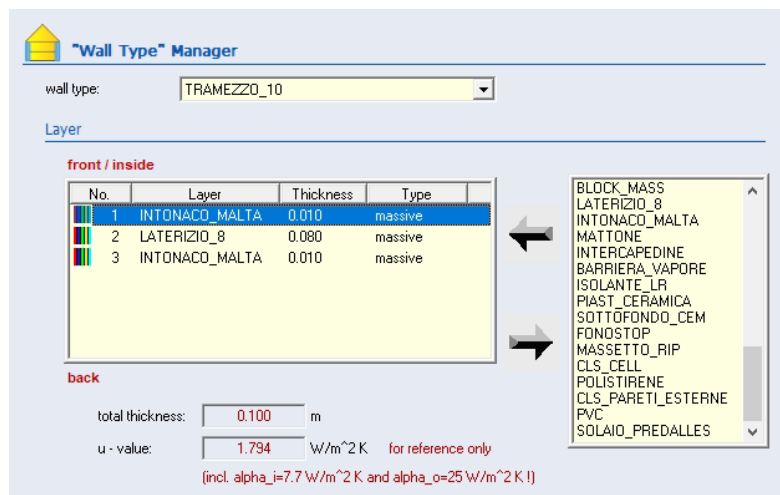


Fig. 3.16: Tramezzo interno in TRNBuild

FINESTRE:

Vediamo ora le caratteristiche delle superfici vetrate presenti nelle zone termiche analizzate.

a. PORTA-FINESTRA (1.75 m x 2.00 m)

Codice TRNBuild: WINDOW_ASTEА

The screenshot displays the 'Window Type' Manager interface in TRNBuild. The window type is set to 'WINDOW_ASTEА'. The interface is divided into several sections:

- Glazing:** ID number: 13002; slope of window: 90 degree; For 1 glazing module: width: 1.75 m, height: 2 m; u-value: 1.1 W/m²K; g-value: 0.609 %/100; ID spacer: 1 Aluminum - ASHREA Metallic.
- Frame:** area frame/window: 0.15 % / 100; solar absorptance: 0.67; c-value (1/R): 8.17 kJ/h m²K; emissivity: 0.837.
- Optional Properties of Shading Devices:**
 - Additional Thermal Resistance:** internal device: 0 h m² K/kJ; external device: 0 h m² K/kJ.
 - Radiation depending shading control (internal model):** Close if total radiation on window >: 648 kJ/h m²; Open if total radiation on window <: 576 kJ/h m².
 - Reflection Coefficient of Internal Device:** towards window: 0.5 % / 100; towards zone: 0.5 % / 100.
 - Emissivity of Internal Device towards zone:** 0.9.
 - Fraction of abs. Solar Radiation to Zone Air Node (CCISHADE):** 0.5 % / 100.
- Convective Heat Transfer Coefficient of Window (glazing + frame):**
 - Front (inside):** userdefined: 11 kJ/h m²K; internal calculation: (unchecked).
 - Back (outside):** userdefined: 64 kJ/h m²K; internal calculation: (unchecked).

Fig. 3.17: Porta-finestra in TRNBuild

DATI DI REGIME:

Sono richiesti per l'inizializzazione del progetto alcuni parametri obbligatori quali:

- Il volume d'aria all'interno della zona;
- La capacità termica totale dell'aria all'interno della zona;
- La temperatura iniziale dell'aria;
- L'umidità relativa dell'aria;
- Il modello di umidità

Vi sono inoltre alcuni elementi che vanno fissati arbitrariamente:

- Infiltrazioni, in cui i ricambi orari sono stati posti uguali a 0.5

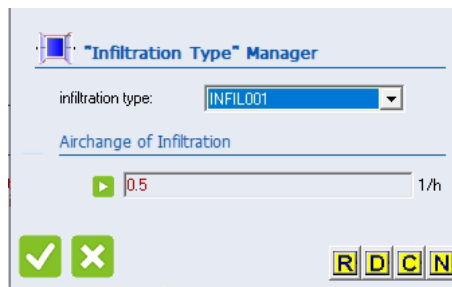


Fig. 3.18: Opzione infiltrazioni

- Riscaldamento, è stato attivato nelle zone termiche riscaldate, andando a impostare un impianto ideale che mantiene la temperatura a 20°C, mentre è disattivo nella zona termica studiata (6_2)

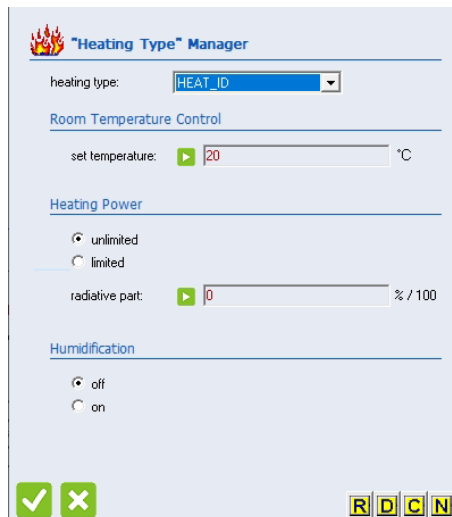


Fig. 3.19: Opzione riscaldamento

- Guadagni, L'opzione guadagni tiene conto di tutti gli apporti interni, dovuti per esempio alla presenza di occupanti, all'utilizzo di apparecchi quali computer o impianti di illuminazione, etc.
- Umidità
- Ventilazione, è usata sia per modellare gli apporti di aria esterna dovuta all'apertura delle finestre sia per trattare l'immissione in ambiente di aria precedentemente trattata. Per questi motivi sono richieste temperature ed umidità diverse da quelle esterne, in particolare sia la temperatura che il

flusso dell'aria sono impostati come input in quanto la climatizzazione degli ambienti è gestita da un impianto ad aria che immette l'aria alla temperatura desiderata.

- Raffreddamento
- Comfort, i calcoli sul comfort sono una nuova caratteristica di TRNBuild e si basano sulla norma EN ISO 7730. La funzione serve per avere tra gli output della simulazione il PMV o la PPD. È necessario definire il fattore di vestiario, il tipo di metabolismo, il lavoro esterno e la velocità dell'aria.

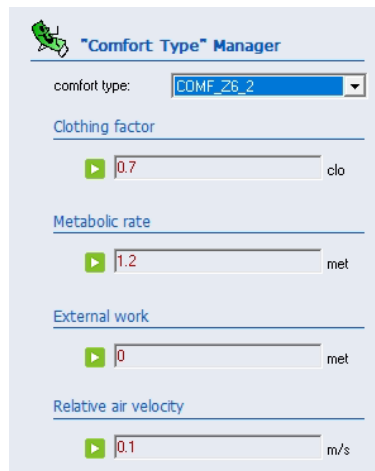


Fig. 3.20: Opzione comfort

Nella tabella 3.8 vengono riportati i dati di regime utilizzati, gli altri citati sopra che non compaiono non sono utili per il lavoro svolto o calcolati in altra maniera.

DATI DI REGIME UTILIZZATI		
Infiltrazioni [1//h]		
	0,5	
Riscaldamento ideale [°C]		
	20	
Comfort	Abbigliamento [clo]	0,7
	Tasso metabolico [met]	1,2
	Velocità dell'aria [m/s]	0,1

Tab. 3.8: Dati di regime utilizzati

Dopo aver definito i dati di regime, i muri e le finestre, il modello della zona termica in esame è ultimato. L'ultimo passo delle operazioni da svolgere in TRNBuild consiste nella scelta degli output da visualizzare (suddivisi in output di zona o di superficie).

CAPITOLO 4: SCENARI DI SIMULAZIONE

In questo capitolo vengono presentati i cinque scenari studiati, in cui il caso base è stato utilizzato come modello di partenza per gli altri quattro casi.

Le caratteristiche tecniche dei Quantum sono le stesse e si andranno ad analizzare le differenze nel controllo della carica e della scarica in funzione di varie situazioni.

4.1 INPUT FORNITI AI QUANTUM

Prima di andare a descrivere i vari scenari vengono riportati gli input forniti alla calcolatrice in cui sono modellate le equazioni che caratterizzano i Quantum, questi dati in ingresso sono poi utilizzati nelle equazioni che generano gli output.

Input:

1. Segnale di controllo proveniente dal termostato “TH_Z6_20” (figura 4.1), fa in modo che durante gli orari di occupazione la temperatura all’interno della stanza sia mantenuta a $20^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$.

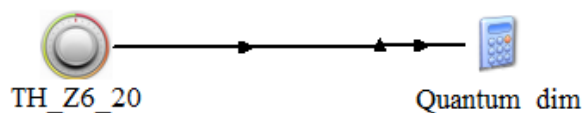


Fig. 4.1: Collegamento tra il termostato “TH_Z6_20” e i Quantum

2. Segnale di controllo proveniente dal termostato “TH_Z6_17” (figura 4.2), fa in modo che negli orari di non occupazione e nei weekend la temperatura all’interno della stanza sia mantenuta a $17^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$.

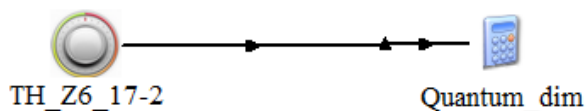


Fig. 4.2: Collegamento tra il termostato “TH_Z6_17” e i Quantum

3. Temperatura dello storage proveniente dal type “Del-2” (figura 4.3).

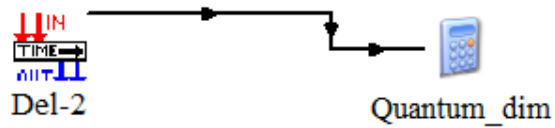


Fig. 4.3: Collegamento tra il type “Del-2” e i Quantum

4. Temperatura della zona termica proveniente dal type dell’edificio “ASTEA” (figura 4.4).

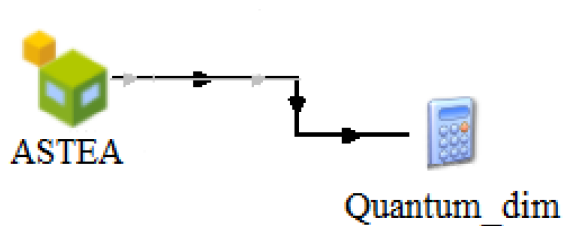


Fig. 4.4: Collegamento tra l’edificio e i Quantum

5. Segnale di controllo booleano proveniente dal type “Schedule_week” (figura 4.5), permette la scarica dei Quantum dal lunedì al venerdì.

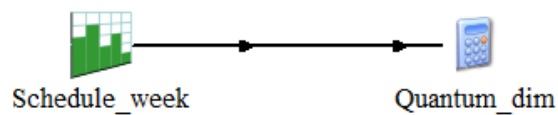


Fig. 4.5: Collegamento tra la scheda di scarica settimanale e i Quantum

6. Segnale di controllo booleano proveniente dal type “Schedule_day” (figura 4.6), permette la scarica dei Quantum negli orari di occupazione della giornata.

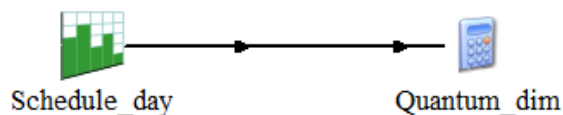


Fig. 4.6: Collegamento tra la scheda di scarica giornaliera e i Quantum

7. Segnale di controllo booleano proveniente dal type “Charge_off_day” (figura 4.7), permette la carica dei Quantum negli orari di non occupazione della giornata.

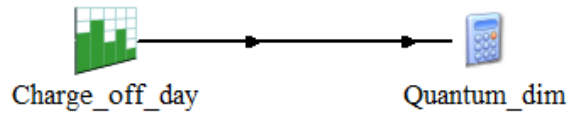


Fig. 4.7: Collegamento tra la scheda di carica giornaliera e i Quantum

8. Segnale di controllo booleano proveniente dal type “Charge_off_week” (figura 4.8), permette la carica dei Quantum durante il weekend.

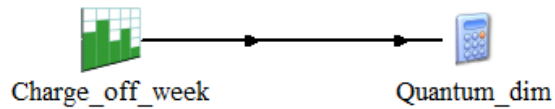


Fig. 4.8: Collegamento tra la scheda di carica settimanale e i Quantum

9. Segnale di controllo booleano proveniente dal type “friday_sund_PV” (figura 4.9), permette la carica dei Quantum durante il weekend solo dalle 20.00 della domenica, in modo da sfruttare a pieno la carica dello storage con gli eccessi del fotovoltaico.

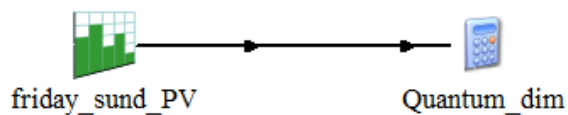


Fig. 4.9: Collegamento tra la scheda di carica per sfruttare gli eccessi da FV e i
Quantum

10. Potenza elettrica proveniente dalle type relative alle schede di carico degli eccessi registrati nei mesi di riscaldamento (figura 4.10).

Sono schede simili agli input precedenti, ma in questo caso ce n'è una per ogni mese e grazie a queste viene generata, in ingresso dei Quantum, una potenza elettrica uguale agli eccessi registrati (esempio in figura 4.11).

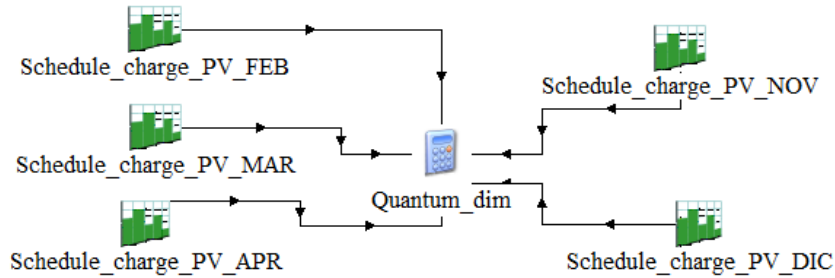


Fig. 4.10: Collegamento tra la scheda degli eccessi da FV e i Quantum

Parameter						
	Input	Output	Derivative	Special Cards	External Files	Comment
1	Initial value of time	0	hr	More...	<input checked="" type="checkbox"/>	
2	Initial value of function	0	any	More...	<input checked="" type="checkbox"/>	
3	Time at point	803	hr	More...	<input checked="" type="checkbox"/>	
4	Value at point	0	any	More...	<input checked="" type="checkbox"/>	
5	Time at point	803	hr	More...	<input checked="" type="checkbox"/>	
6	Value at point	150	any	More...	<input checked="" type="checkbox"/>	
7	Time at point	804	hr	More...	<input checked="" type="checkbox"/>	
8	Value at point	150	any	More...	<input checked="" type="checkbox"/>	
9	Time at point	804	hr	More...	<input checked="" type="checkbox"/>	
10	Value at point	525	any	More...	<input checked="" type="checkbox"/>	
1 Besides the initial point, how many points make up the forcing function?						58

Fig. 4.11: Esempio della scheda con le potenze [W] di febbraio

11. Potenza elettrica fornita dai moduli fotovoltaici, proveniente dal type "FV" (figura 4.12).

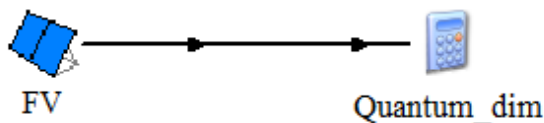


Fig. 4.12: Collegamento tra i moduli fotovoltaici e i Quantum

12. Andamento dinamico del prezzo dell'energia (prezzo unico nazionale - PUN) proveniente dal type "PUN").

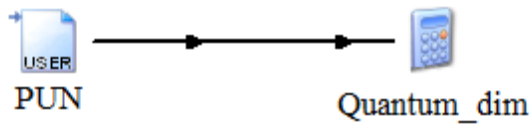


Fig. 4.13: Collegamento tra il PUN e i Quantum

Nella seguente tabella (tab. 4.1) vengono riportati gli input appena descritti riportando la nomenclatura utilizzata in Trnsys, in modo da comprendere nei prossimi paragrafi le equazioni scritte nella calcolatrice dei Quantum.

	Type	Input generato nel Quantum
1	TH_Z6_20	ctrl_th_20
2	TH_Z6_17	ctrl_th_17
3	Del-2	Tstorage_Z6
4	ASTEA	Tair_Z6
5	Schedule_week	ctrl_week_disch
6	Schedule_day	ctrl_day_disch
7	Charge_off_day	ctrl_day_charge
8	Charge_off_week	ctrl_week_charge
9	friday_sund_PV	ven_dom_PV
10	Scedule_charge_PV_FEB	charge_PV_FEB
	Scedule_charge_PV_MAR	charge_PV_MAR
	Scedule_charge_PV_APR	charge_PV_APR
	Scedule_charge_PV_NOV	charge_PV_NOV
	Scedule_charge_PV_DIC	charge_PV_DIC
11	FV	Qel_FV
12	PUN	PUN

Tab: 4.1: Nomenclatura degli input nella calcolatrice dei Quantum

Vengono riportati di seguito i dati inseriti manualmente, come equazioni, nella calcolatrice dei Quantum (tabella 4.2) che ci serviranno per determinare gli output:

Dati	Input generato nel Quantum	Valore	U.M.
Calore specifico dell'aria	c_air	0,28	Wh/kgK
Temperatura dell'aria in uscita dai Quantum	T_out_design	55	°C
Numero dei Quantum	N_Z6	2	-
Portata d'aria *	m_air_Z6	180	kg/h
Capacità termica del materiale di accumulo	Cs_Z6	80000*N_Z6	J/K

Tab: 4.2: Dati inseriti come equazioni nella calcolatrice dei Quantum

* La portata d'aria è stata determinata attraverso la seguente formula:

$$m_{air} = \frac{Q_{th}}{c_p * \Delta T}$$

Dove:

Q_{th} è la potenza termica che i SETS riescono a cedere all'ambiente

c_p è il calore specifico dell'aria

ΔT è il salto termico tra la temperatura dell'aria immessa e la temperatura dell'aria nell'ambiente

4.2 PRIMO SCENARIO - ENERGIA ELETTRICA DALLA RETE

In questo scenario iniziale troviamo i 2 Quantum che sfruttano solamente l'energia elettrica proveniente dalla rete e nella tabella seguente (Tab. 4.3) sono riportati il tipo di controllo applicato e le temperature di set point per le varie fasce orarie e nel weekend.

1 SCENARIO	Temperatura di set point	Controllo della carica	Controllo della scarica
Occupazione + preriscaldamento (dalle ore 6.00 alle 19.00)	20 °C ± 1 °C	Carica se $T_{\text{storage}} < 80 \text{ °C}$	Scarica se $T_{\text{zona}} < T_{\text{set-point}}$ e $T_{\text{storage}} > 70 \text{ °C}$
No occupazione (dalle ore 19.00 alle 6.00)	17 °C ± 1 °C	Carica se $T_{\text{storage}} < 690 \text{ °C}$	Scarica se $T_{\text{zona}} < T_{\text{set-point}}$ e $T_{\text{storage}} > 70 \text{ °C}$
weekend	17 °C ± 1 °C	Carica se $T_{\text{storage}} < 690 \text{ °C}$	Scarica se $T_{\text{zona}} < T_{\text{set-point}}$ e $T_{\text{storage}} > 70 \text{ °C}$

Tab. 4.3: Caratteristiche di controllo del primo scenario

Nella figura 4.14 viene mostrato come è stato modellato il primo scenario in Trnsys, notiamo come in ingresso alla calcolatrice dei Quantum abbiamo solo i segnali di controllo provenienti dai termostati e dalle schede di carica e scarica giornaliere e settimanali.

Gli output, generati con le equazioni che vedremo nel paragrafo successivo, vengono integrati con l'apposito type per trovare l'energia consumata e la durata di mantenimento del set-point.

I consumi monetari vengono stabiliti attraverso la calcolatrice "Consumi_euro" nella quale viene moltiplicato l'andamento del prezzo dell'energia (type "PUN") con la potenza elettrica utilizzata proveniente dalla calcolatrice dei Quantum, il risultato viene poi integrato per determinare gli euro spesi per ogni istante di simulazione.

La calcolatrice “RH” viene utilizzata per determinare l’umidità relativa della zona termica analizzata.

Infine, troviamo le calcolatrici “AzimuthAngles”, “Radiation” e “Wizard setting” le quali forniscono dei valori di input per l’edificio, relativi alla radiazione solare.

Il file meteo “Weather data” è collegato sia alla calcolatrice della radiazione sia all’edificio, al quale fornisce l’andamento della temperatura esterna.

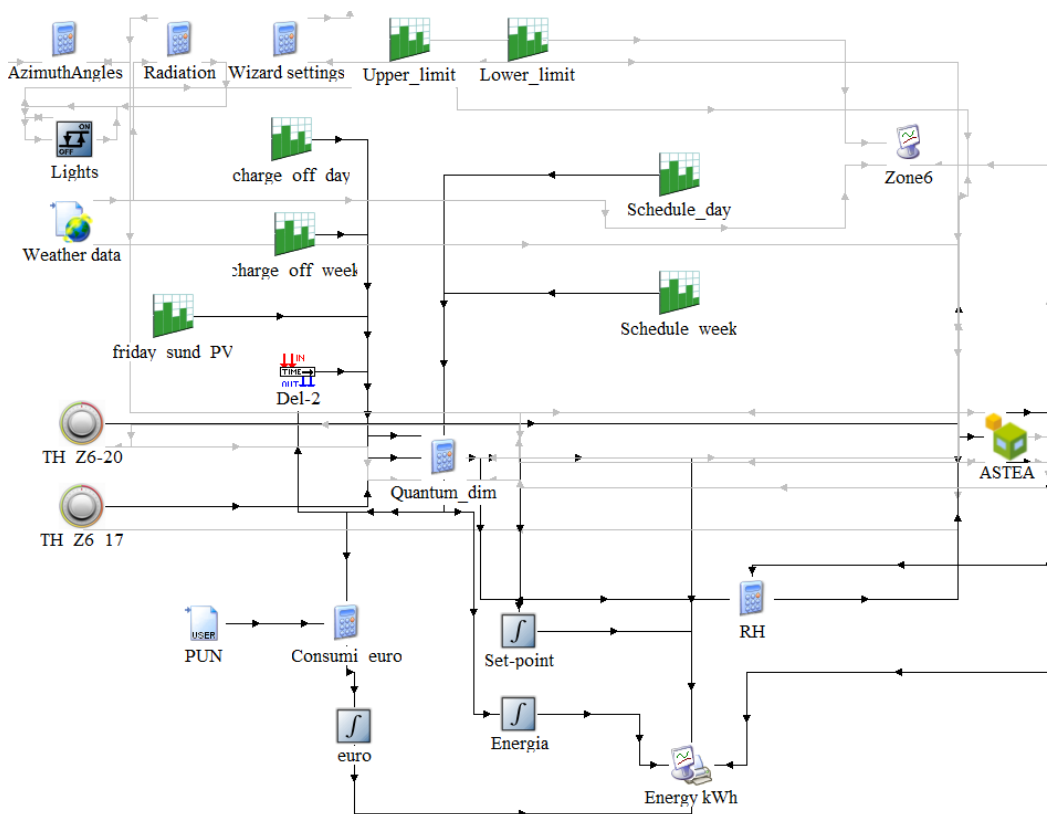


Fig. 4.14: Schema dello scenario 1 in Trnsys

4.2.1 Output dei Quantum (SETS)

Vengono riportati di seguito i modi in cui sono state modellate le equazioni (generanti gli output) della calcolatrice dei Quantum che caratterizzano il primo scenario:

1. Equazione di controllo della carica, nella quale si va a generare un segnale booleano in base al fatto di rispettare o meno determinate condizioni:

[0] Non avviene la carica

[1] Avviene la carica

Segnale di controllo della carica è uguale a:

- [1] se la temperatura dello storage è < 690 °C durante il fine settimana;
- [1] se la temperatura dello storage è < 80 °C durante gli orari di occupazione;
- [1] se la temperatura dello storage è < 690 °C durante gli orari di non occupazione dal lunedì al venerdì.

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys, in cui i controlli appena proposti vengono sommati (utilizziamo gli input riportati nella tab. 4.1):

“Ctrl_charge_Z6=LT(Tstorage_Z6,690)*ctrl_week_charge+LT(Tstorage_Z6,80)*ctrl_day_disch*ctrl_week_disch+LT(Tstorage_Z6,690)*ctrl_day_charge*ctrl_week_disch”

LT nel linguaggio di Trnsys sta ad indicare che se il primo valore tra parentesi è minore del secondo allora ottengo un valore pari ad 1.

2. Equazione di controllo della scarica, nella quale si va a generare un segnale booleano in base al fatto di rispettare o meno determinate condizioni:

[0] Non avviene la scarica

[1] Avviene la scarica

Segnale di controllo della scarica è uguale a:

- [1] se la temperatura non è pari al set-point di $20^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ e la temperatura dello storage è $< 70^{\circ}\text{C}$ durante l'orario di occupazione;
- [1] se la temperatura non è pari al set-point di $17^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ e la temperatura dello storage è $< 70^{\circ}\text{C}$ durante l'orario di non occupazione;

- [1] se la temperatura non è pari al set-point di $17^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ e la temperatura dello storage è $< 70^{\circ}\text{C}$ durante il fine settimana.

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys, in cui i controlli appena proposti vengono sommati (utilizziamo gli input riportati nella tab. 4.1):

$$\text{"Ctrl_discharge_Z6} = \text{ctrl_th_20} * \text{GT}(\text{Tstorage_Z6}, 70) * \text{ctrl_week_disch} \\ * \text{ctrl_day_disch} + \text{ctr_th_17} * \text{GT}(\text{Tstorage_Z6}, 70) * \text{ctrl_day_charge} \\ * \text{ctrl_week_disch} + \text{ctr_th_17} * \text{GT}(\text{Tstorage_Z6}, 70) * \text{ctrl_week_charge}"$$

GT nel linguaggio di Trnsys sta ad indicare che se il primo valore tra parentesi è maggiore del secondo allora ottengo un valore pari ad 1.

3. Potenza elettrica dei Quantum = [numero dei Quantum * potenza elettrica dei Quantum * segnale di controllo della carica]

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys (utilizziamo gli input riportati nelle tab. 4.1):

$$\text{"Qel_Z6} = \text{N_Z6} * 2220 * \text{ctrl_charge}"$$

4. Potenza termica dei Quantum = [portata d'aria * calore specifico dell'aria * differenza tra temperatura in uscita dai Quantum e la temperatura dell'aria]

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys (utilizziamo gli input riportati nelle tab. 4.1 e 4.2):

$$\text{"Qb_Z6} = \text{m_air_Z6} * \text{c_air} * (\text{Tou_design} - \text{Tair_Z6})"$$

5. Temperatura dello storage con l'apporto elettrico, viene ottenuta sommando alla temperatura dello storage (nell'istante attuale) gli apporti termici dovuti alla trasformazione dell'energia elettrica e sottraendo l'energia termica ceduta alla zona termica.

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys (utilizziamo gli input riportati nelle tab. 4.1 e 4.2):

$$T_{s_Z6} = T_{storage_Z6} + ((Q_{el_Z6} * dk) / Cs_Z6) - ((Q_{b_Z6} * dk) / Cs_Z6)$$

4.3 SECONDO SCENARIO - ENERGIA ELETTRICA DA RETE E ECCESSI FV

In questo scenario troviamo i 2 Quantum che sfruttano sia l'energia elettrica proveniente dalla rete sia gli eccessi provenienti dall'impianto fotovoltaico esistente, nella tabella seguente (Tab. 4.4) sono riportati il tipo di controllo applicato e le temperature di set point per le varie fasce orarie e nel weekend.

2 SCENARIO	Temperatura di set point	Controllo della carica	Controllo della scarica
Occupazione + preriscaldamento (dalle ore 6.00 alle 19.00)	20 °C ± 1 °C	Carica con la rete elettrica se $T_{storage} < 80$ °C, carica anche con eccessi FV se $T_{storage} < 690$ °C	Scarica se $T_{zona} < T_{set-point}$ e $T_{storage} > 70$ °C
No occupazione (dalle ore 19.00 alle 6.00)	17 °C ± 1 °C	Carica con la rete elettrica se $T_{storage} < 690$ °C, carica anche con eccessi FV se $T_{storage} < 690$ °C	Scarica se $T_{zona} < T_{set-point}$ e $T_{storage} > 70$ °C
weekend	17 °C ± 1 °C	Carica con la rete elettrica se $T_{storage} < 690$ °C (dalle 17.00 della domenica), altrimenti carica solo con eccessi FV se $T_{storage} < 690$ °C	Scarica se $T_{zona} < T_{set-point}$ e $T_{storage} > 70$ °C

Tab. 4.4: Caratteristiche di controllo del secondo scenario

Nella figura 4.15 viene mostrato come è stato modellato il secondo scenario in Trnsys, notiamo come in ingresso alla calcolatrice dei Quantum abbiamo sia i segnali di controllo provenienti dai termostati e dalle schede di carica-scarica giornaliere-settimanali sia i valori relativi agli eccessi dell'impianto fotovoltaico ottenuti dalle "schedule_charge_PV"

Gli output, generati con le equazioni che vedremo nel paragrafo successivo, vengono integrati con l'apposito type per trovare l'energia consumata e la durata di mantenimento del set-point.

I consumi monetari vengono stabiliti attraverso la calcolatrice "Consumi_euro" nella quale viene moltiplicato l'andamento del prezzo dell'energia (type "PUN") con la potenza elettrica utilizzata proveniente dalla calcolatrice dei Quantum, il risultato viene poi integrato per determinare gli euro spesi per ogni istante di simulazione. La calcolatrice "RH" viene utilizzata per determinare l'umidità relativa della zona termica analizzata. Infine, troviamo le calcolatrici "AzimuthAngles", "Radiation" e "Wizard setting" le quali forniscono dei valori di input per l'edificio, relativi alla radiazione solare. Il file meteo "Weather data" è collegato sia alla calcolatrice della radiazione sia all'edificio, al quale fornisce l'andamento della temperatura esterna.

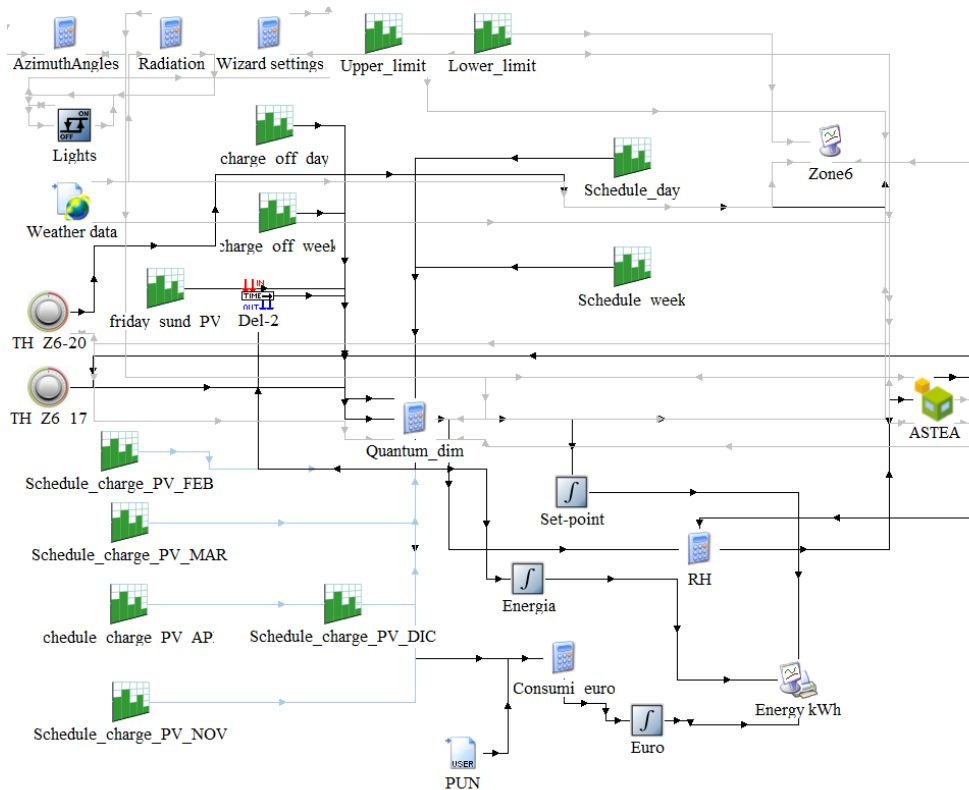


Fig. 4.15: Schema dello scenario 2 in Trnsys

4.3.1 Eccessi FV

Nei seguenti grafici sono riportati gli eccessi dell'impianto fotovoltaico registrati nei mesi del 2019 (faremo riferimento solo a quelli relativi ai mesi di riscaldamento), i quali sono stati poi inseriti nel modello Trnsys e utilizzati per caricare i Quantum. Dai grafici si può notare che gli eccessi si verificano quasi esclusivamente nelle ore più calde dei fine settimana, sono stati considerati tutti quei valori superiori ai 100 Wh.

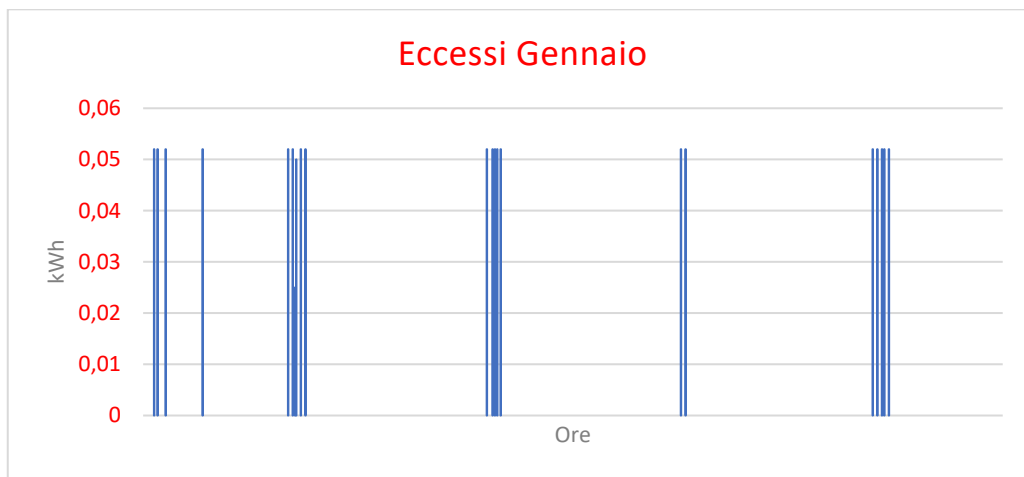


Fig. 4.16: Eccessi FV del mese di gennaio

Nel mese di gennaio abbiamo degli eccessi troppo piccoli che non sono stati utilizzati per caricare i Quantum.



Fig. 4.17: Eccessi FV del mese di febbraio



Fig. 4.18: Eccessi FV del mese di marzo

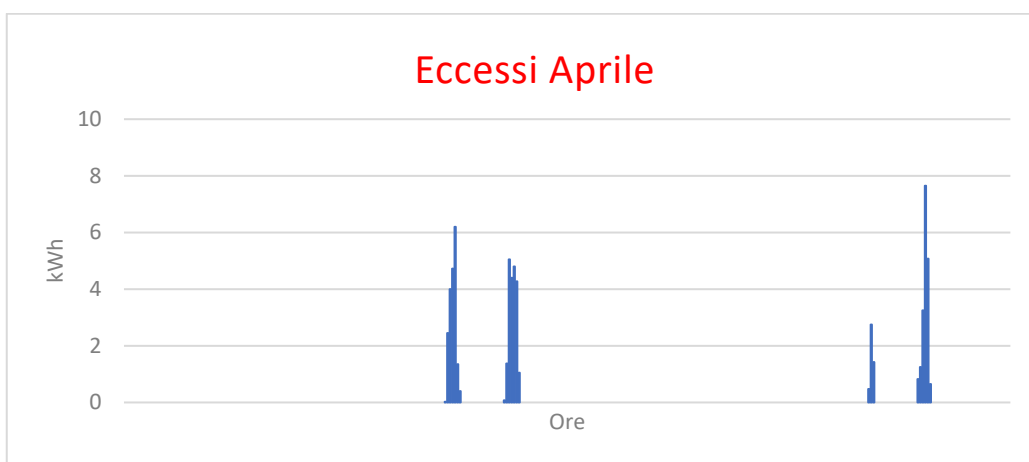


Fig. 4.19: Eccessi FV del mese di aprile



Fig. 4.20: Eccessi FV del mese di novembre



Fig. 4.21: Eccessi FV del mese di dicembre

4.3.2 Output dei Quantum (SETS)

Vengono riportati di seguito i modi in cui sono state modellate le equazioni (generanti gli output) della calcolatrice dei Quantum che caratterizzano il secondo scenario:

1. Potenza elettrica fornita dagli eccessi, ottenuta sommando le schede di carica definite come input (vedere tab. 4.1).

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys:
 "Q_PV=charge_PV_FEB+charge_PV_MAR+charge_PV_APR+charge_PV_NOV
 +charge_PV_DIC"

2. Equazione di controllo della carica, nella quale si va a generare un segnale booleano in base al fatto di rispettare o meno determinate condizioni:

[0] Non avviene la carica

[1] Avviene la carica

Segnale di controllo della carica è uguale a:

- [1] se la temperatura dello storage è < 690 °C durante il fine settimana solamente dalle 17.00 della domenica;
- [1] se la temperatura dello storage è < 80 °C durante gli orari di occupazione;
- [1] se la temperatura dello storage è < 690 ° durante gli orari di non occupazione dal lunedì al venerdì.

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys, in cui i controlli appena proposti vengono sommati (utilizziamo gli input riportati nella tab. 4.1):

"Ctrl_charge_with_PV=LT(Tstorage_Z6,690)*ctrl_week_charge*ven_dom_P
V+LT(Tstorage_Z6,80)*ctrl_day_disch*ctrl_week_disch+LT(Tstorage_Z6,690)
*ctrl_day_charge*ctrl_week_disch"

LT nel linguaggio di Trnsys sta ad indicare che se il primo valore tra parentesi è minore del secondo allora ottengo un valore pari ad 1.

3. Equazione di controllo della scarica, nella quale si va a generare un segnale booleano in base al fatto di rispettare o meno determinate condizioni:

[0] Non avviene la scarica

[1] Avviene la scarica

Segnale di controllo della scarica è uguale a:

- [1] se la temperatura non è pari al set-point di $20^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ e la temperatura dello storage è $< 70^{\circ}\text{C}$ durante l'orario di occupazione;

- [1] se la temperatura non è pari al set-point di $17^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ e la temperatura dello storage è $< 70^{\circ}\text{C}$ durante l'orario di non occupazione;

- [1] se la temperatura non è pari al set-point di $17^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ e la temperatura dello storage è $< 70^{\circ}\text{C}$ durante il fine settimana.

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys, in cui i controlli appena proposti vengono sommati (utilizziamo gli input riportati nella tab. 4.1):

"Ctrl_discharge_Z6 (segnale di controllo della scarica) = ctrl_th_20 *
GT(Tstorage_Z6,70)*ctrl_week_disch*ctrl_day_disch+ctrl_th_17*GT(Tstorag
e_Z6,70)*ctrl_day_charge*ctrl_week_disch+ctrl_th_17*GT(Tstorage_Z6,70)
*ctrl_week_charge"

GT nel linguaggio di Trnsys sta ad indicare che se il primo valore tra parentesi è maggiore del secondo allora ottengo un valore pari ad 1.

4. Potenza elettrica dei Quantum = [numero dei Quantum * potenza elettrica dei Quantum * segnale di controllo della carica]

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys (utilizziamo gli input riportati nelle tab. 4.1):

$$"Q_{el_Z6} = N_{Z6} * 2220 * ctrl_charge"$$

5. Potenza termica dei Quantum = [portata d'aria * calore specifico dell'aria * differenza tra temperatura in uscita dai Quantum e la temperatura dell'aria]

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys (utilizziamo gli input riportati nelle tab. 4.1 e 4.2):

$$"Q_{b_Z6} = m_{air_Z6} * c_{air} * (T_{ou_design} - T_{air_Z6})"$$

6. Temperatura dello storage con l'apporto elettrico, viene ottenuta sommando alla temperatura dello storage (nell'istante attuale) gli apporti termici dovuti alla trasformazione dell'energia elettrica (sia quella dalla rete sia quella da FV) e sottraendo l'energia termica ceduta alla zona termica.

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys (utilizziamo gli input riportati nelle tab. 4.1 e 4.2):

$$"T_{s_Z6} = T_{storage_Z6} + ((Q_{el_Z6} * dk) / C_{s_Z6}) - ((Q_{b_Z6} * dk) / C_{s_Z6}) + ((Q_{PV_ut} * dk) / C_{s_Z6})"$$

4.4 TERZO SCENARIO – ENERGIA ELETTRICA DA RETE E MODULI FOTOVOLTAICI

In questo scenario troviamo i 2 Quantum che sfruttano sia l'energia elettrica proveniente dalla rete che l'energia generata da moduli fotovoltaici inseriti appositamente per alimentare questi accumulatori.

Questi pannelli sono stati dimensionati in modo tale da fornire una potenza sui 4 kW. Nella tabella seguente (Tab. 4.5) sono riportati il tipo di controllo applicato e le temperature di set point per le varie fasce orarie e nel weekend.

3 SCENARIO	Temperatura di set point	Controllo della carica	Controllo della scarica
Occupazione + preriscaldamento (dalle ore 6.00 alle 19.00)	20 °C ± 1 °C	Carica con la rete elettrica se $T_{storage} < 80$ °C e se Potenza_FV < 1000 W, carica anche con FV se $T_{storage} < 690$ °C	Scarica se $T_{zona} < T_{set-point}$ e $T_{storage} > 70$ °C
No occupazione (dalle ore 19.00 alle 6.00)	17 °C ± 1 °C	Carica con la rete elettrica se $T_{storage} < 690$ °C e se Potenza_FV < 1000 W, carica anche con FV se $T_{storage} < 690$ °C	Scarica se $T_{zona} < T_{set-point}$ e $T_{storage} > 70$ °C
weekend	17 °C ± 1 °C	Carica con la rete elettrica se $T_{storage} < 690$ °C (dalle 17.00 della domenica), carica anche con FV se $T_{storage} < 690$ °C	Scarica se $T_{zona} < T_{set-point}$ e $T_{storage} > 70$ °C

Tab. 4.5: Caratteristiche di controllo del terzo scenario

Nella figura 4.22 viene mostrato come è stato modellato il terzo scenario in Trnsys, notiamo come in ingresso alla calcolatrice dei Quantum abbiamo sia i segnali di controllo provenienti dai termostati e dalle schede di carica-scarica giornaliere-settimanali sia la potenza elettrica generata dai moduli fotovoltaici (type "FV").

Gli output, generati con le equazioni che vedremo nel paragrafo successivo, vengono integrati con l'apposito type per trovare l'energia consumata e la durata di mantenimento del set-point.

I consumi monetari vengono stabiliti attraverso la calcolatrice “Consumi_euro” nella quale viene moltiplicato l’andamento del prezzo dell’energia (type “PUN”) con la potenza elettrica utilizzata proveniente dalla calcolatrice dei Quantum, il risultato viene poi integrato per determinare gli euro spesi per ogni istante di simulazione. La calcolatrice “RH” viene utilizzata per determinare l’umidità relativa della zona termica analizzata. Infine, troviamo le calcolatrici “AzimuthAngles”, “Radiation” e “Wizard setting” le quali forniscono dei valori di input per l’edificio, relativi alla radiazione solare. Il file meteo “Weather data” è collegato sia alla calcolatrice della radiazione sia all’edificio, al quale fornisce l’andamento della temperatura esterna.

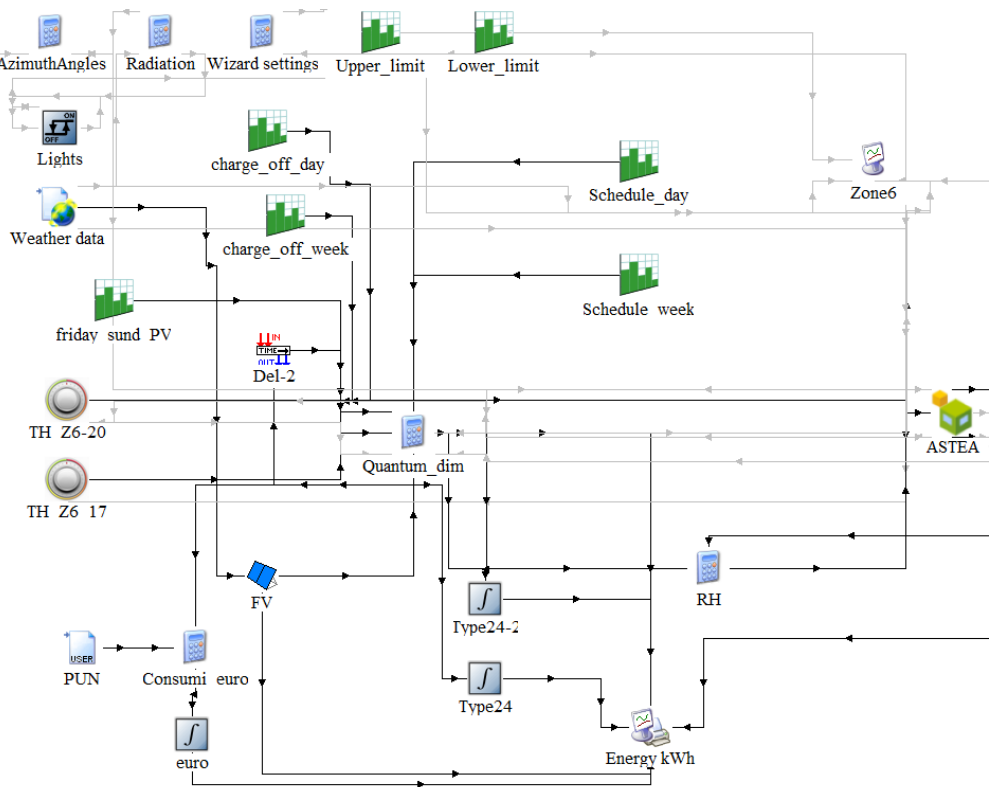


Fig. 4.22: Schema dello scenario 3 in Trnsys

4.4.1 Moduli fotovoltaici

In questo scenario sono stati inseriti dei moduli fotovoltaici in silicio policristallino utilizzando la type 194.

Nello specifico parliamo di moduli fotovoltaici dell' Hanwha Q Cells, modello Q.PRO-G3 250.

Per i moduli è stata utilizzata l'orientazione ottimale, cioè quella con esposizione a 0° Sud, mentre per quanto riguarda l'inclinazione (angolo di tilt) è stato scelto pari a 30°.

Di seguito sono riportate le specifiche prese dalla scheda tecnica del prodotto:

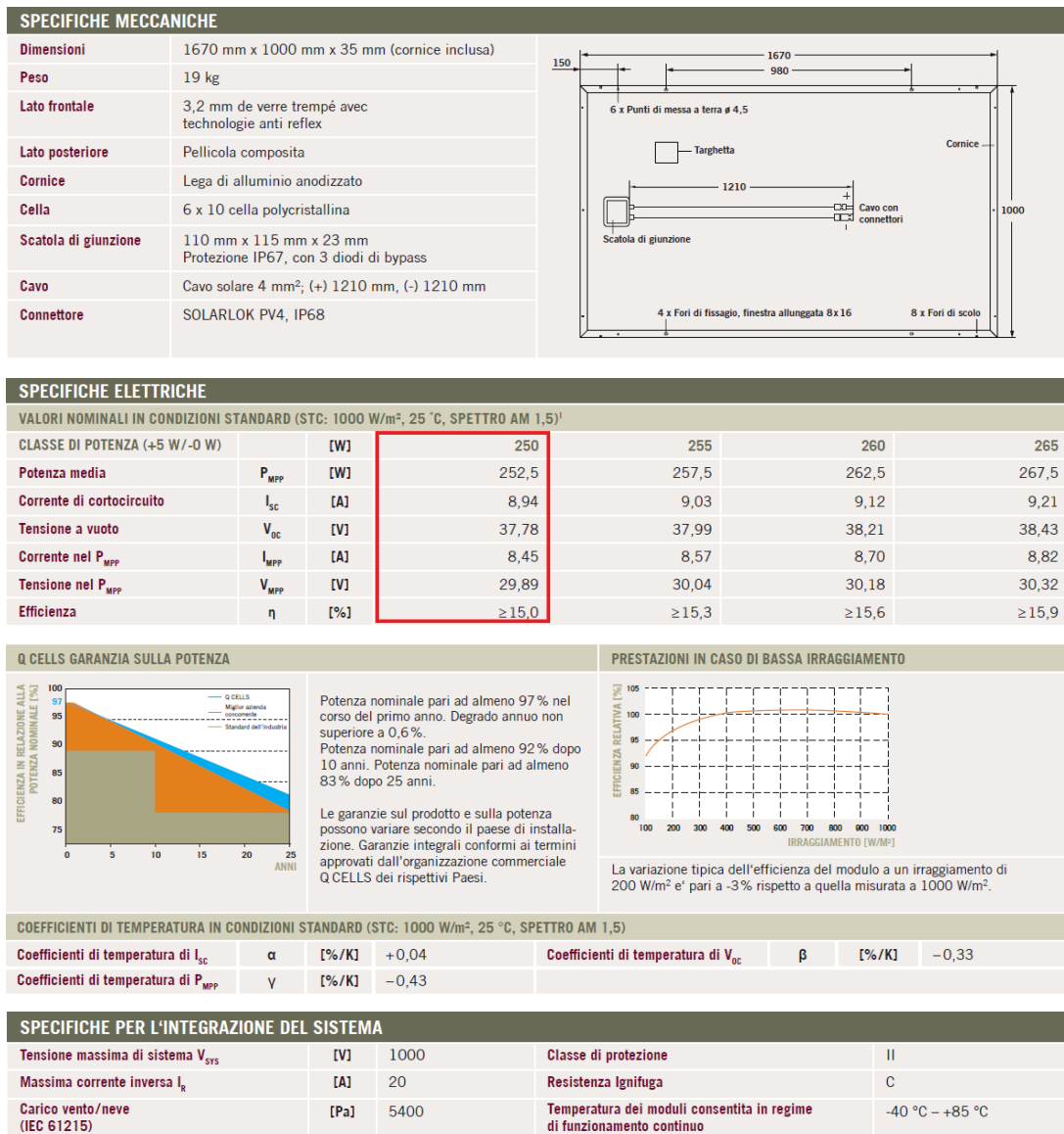


Fig. 4.23: Scheda tecnica dei moduli FV.

4.4.2 Output dei Quantum (SETS)

Vengono riportati di seguito i modi in cui sono state modellate le equazioni (generanti gli output) della calcolatrice dei Quantum che caratterizzano il terzo scenario:

1. Equazione di controllo della carica, nella quale si va a generare un segnale booleano in base al fatto di rispettare o meno determinate condizioni:

[0] Non avviene la carica

[1] Avviene la carica

Segnale di controllo della carica è uguale a:

- [1] se la temperatura dello storage è < 690 °C e se la potenza elettrica generata dai moduli FV è < 100 W durante il fine settimana solamente dalle 17.00 della domenica;

- [1] se la temperatura dello storage è < 80 °C e se la potenza elettrica generata dai moduli FV è < 1000 W durante gli orari di occupazione;

- [1] se la temperatura dello storage è < 690 °C e se la potenza elettrica generata dai moduli FV è < 1000 W durante gli orari di non occupazione dal lunedì al venerdì.

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys, in cui i controlli appena proposti vengono sommati (utilizziamo gli input riportati nella tab. 4.1):

“Ctrl_charge (segnale di controllo della carica) = $LT(T_{storage_Z6,690}) * ctrl_week_charge * ven_dom_PV * LT(Q_{el_FV,100}) + LT(T_{storage_Z6,80}) * ctrl_day_disch * ctrl_week_disch * LT(Q_{el_FV,1000}) + LT(T_{storage_Z6,690}) * ctrl_day_charge * ctrl_week_disch * ven_dom_PV * LT(Q_{el_FV,1000})$ ”

LT nel linguaggio di Trnsys sta ad indicare che se il primo valore tra parentesi è minore del secondo allora ottengo un valore pari ad 1.

2. Equazione di controllo della scarica, nella quale si va a generare un segnale booleano in base al fatto di rispettare o meno determinate condizioni:

[0] Non avviene la scarica

[1] Avviene la scarica

Segnale di controllo della scarica è uguale a:

- [1] se la temperatura non è pari al set-point di $20^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ e la temperatura dello storage è $< 70^{\circ}\text{C}$ durante l'orario di occupazione;
- [1] se la temperatura non è pari al set-point di $17^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ e la temperatura dello storage è $< 70^{\circ}\text{C}$ durante l'orario di non occupazione;
- [1] se la temperatura non è pari al set-point di $17^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ e la temperatura dello storage è $< 70^{\circ}\text{C}$ durante il fine settimana.

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys, in cui i controlli appena proposti vengono sommati (utilizziamo gli input riportati nella tab. 4.1):

"Ctrl_discharge_Z6 (segnale di controllo della scarica) = ctrl_th_20 * GT(Tstorage_Z6,70)*ctrl_week_disch*ctrl_day_disch+ctrl_th_17*GT(Tstorage_Z6,70)*ctrl_day_charge*ctrl_week_disch+ctrl_th_17*GT(Tstorage_Z6,70)*ctrl_week_charge"

GT nel linguaggio di Trnsys sta ad indicare che se il primo valore tra parentesi è maggiore del secondo allora ottengo un valore pari ad 1.

3. Potenza elettrica dei Quantum = [numero dei Quantum * potenza elettrica dei Quantum * segnale di controllo della carica]

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys (utilizziamo gli input riportati nelle tab. 4.1):

"Qel_Z6 = N_Z6 * 2220 * ctrl_charge"

4. Potenza termica dei Quantum = [portata d'aria * calore specifico dell'aria * differenza tra temperatura in uscita dai Quantum e la temperatura dell'aria]

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys (utilizziamo gli input riportati nelle tab. 4.1 e 4.2):

"Qb_Z6 = m_air_Z6 * c_air * (Tou_design - Tair_Z6)"

5. Temperatura dello storage con l'apporto elettrico, viene ottenuta sommando alla temperatura dello storage (nell'istante attuale) gli apporti termici dovuti alla trasformazione dell'energia elettrica (sia quella dalla rete sia quella generata dai moduli FV) e sottraendo l'energia termica ceduta alla zona termica.

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys (utilizziamo gli input riportati nelle tab. 4.1 e 4.2):

$$T_{s_Z6} = T_{storage_Z6} + ((Q_{el_Z6} * dk) / C_{s_Z6}) - ((Q_{b_Z6} * dk) / C_{s_Z6}) + ((Q_{el_FV} * dk) / C_{s_Z6}) * LT(T_{storage_Z6}, 690)$$

4.5 QUARTO SCENARIO – ENERGIA ELETTRICA DA RETE CON DATI PUN

In questo scenario troviamo i 2 Quantum che sfruttano solo l'energia elettrica proveniente dalla rete, ma per farlo viene utilizzato l'andamento dinamico dei prezzi dell'energia elettrica riferito al 2019.

Sono stati quindi presi i dati relativi al PUN (prezzo unico nazionale) forniti dal GME (gestore mercati energetici).

Nella tabella seguente (Tab. 4.6) sono riportati il tipo di controllo applicato e le temperature di set point per le varie fasce orarie e nel weekend.

4 SCENARIO	Temperatura di set point	Controllo della carica	Controllo della scarica
Occupazione + preriscaldamento (dalle ore 6.00 alle 19.00)	20 °C ± 1 °C	Carica con la rete elettrica se $T_{storage} < 80$ °C e se PUN < valore limite (PUN BALANCED)	Scarica se $T_{zona} < T_{set-point}$ e $T_{storage} > 70$ °C
No occupazione (dalle ore 19.00 alle 6.00)	17 °C ± 1 °C	Carica con la rete elettrica se $T_{storage} < 690$ °C e se PUN < valore limite (PUN BALANCED)	Scarica se $T_{zona} < T_{set-point}$ e $T_{storage} > 70$ °C
weekend	17 °C ± 1 °C	Carica con la rete elettrica se $T_{storage} < 690$ °C e se PUN < valore limite (PUN BALANCED)	Scarica se $T_{zona} < T_{set-point}$ e $T_{storage} > 70$ °C

Tab. 4.6: Caratteristiche di controllo del terzo scenario

Nella figura 4.24 viene mostrato come è stato modellato il quarto scenario in Trnsys, notiamo come in ingresso alla calcolatrice dei Quantum abbiamo sia i segnali di controllo provenienti dai termostati e dalle schede di carica-scarica giornaliere-settimanali sia l'andamento dei prezzi fornito dal type "PUN".

Proprio quest'ultimo, unito con le soglie di prezzo scelte, andrà a fornire un ulteriore segnale di controllo per la carica.

Gli output, generati con le equazioni che vedremo nel paragrafo successivo, vengono integrati con l'apposito type per trovare l'energia consumata e la durata di mantenimento del set-point.

I consumi monetari vengono stabiliti attraverso la calcolatrice "Consumi_euro" nella quale viene moltiplicato l'andamento del prezzo dell'energia (type "PUN") con la potenza elettrica utilizzata proveniente dalla calcolatrice dei Quantum, il risultato viene poi integrato per determinare gli euro spesi per ogni istante di simulazione.

La calcolatrice "RH" viene utilizzata per determinare l'umidità relativa della zona termica analizzata.

Infine, troviamo le calcolatrici "AzimuthAngles", "Radiation" e "Wizard setting" le quali forniscono dei valori di input per l'edificio, relativi alla radiazione solare.

Il file meteo "Weather data" è collegato sia alla calcolatrice della radiazione sia all'edificio, al quale fornisce l'andamento della temperatura esterna.

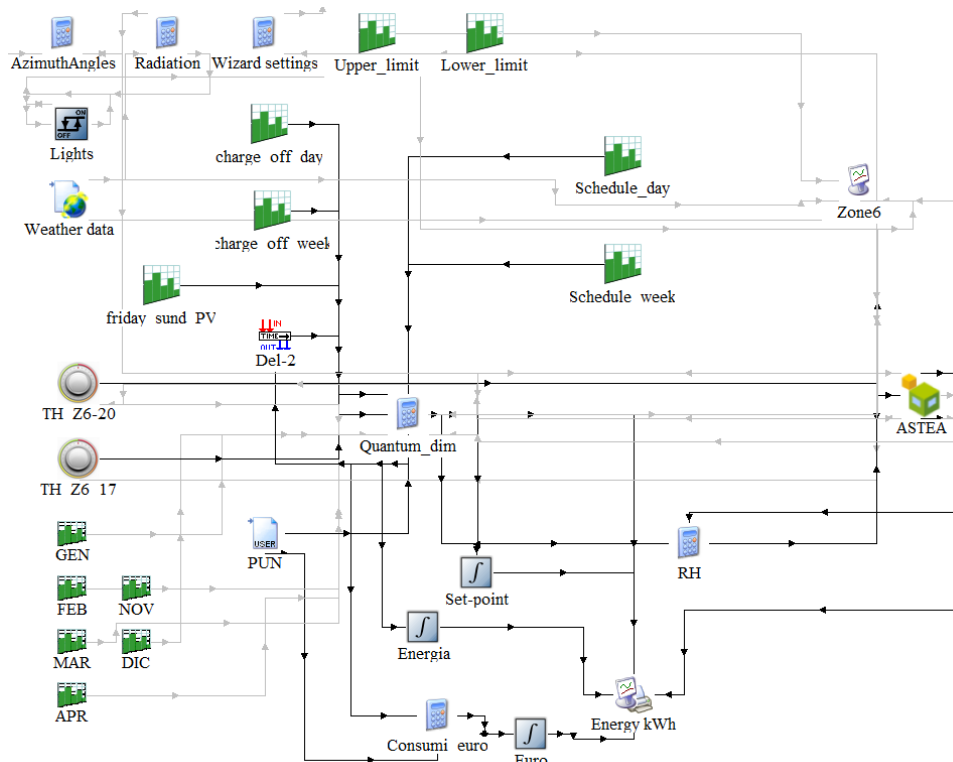


Fig. 4.24: Schema dello scenario 4 in TRNSYS

4.5.1 PUN e valori di soglia

Il PUN è stato utilizzato per far caricare i Quantum solo in determinati momenti della giornata in cui il costo dell'energia è sotto una certa soglia (vedere paragrafo 2.2.2). Viene riportato di seguito un esempio dell'andamento del prezzo relativo al mese di gennaio 2019.

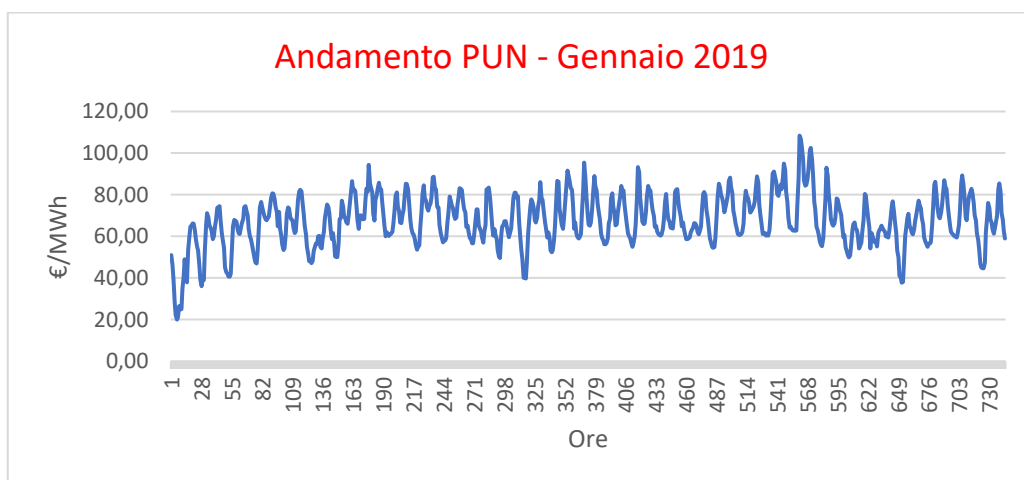


Fig. 4.26: Andamento PUN nel mese di gennaio 2019

Sono stati scelti come valori di soglia (sopra i quali non caricare i Quantum) quelli riportati nella Tab. 4.5.

	2019					
	Gennaio	Febbraio	Marzo	Aprile	Novembre	Dicembre
PUN BALANCED (valore di soglia) [€/MWh]	67,57	57,67	52,87	53,35	48,16	43,34

Tab. 4.7: Valori di soglia (PUN BALANCED), pubblicati dal GME

4.5.2 Output dei Quantum (SETS)

Vengono riportati di seguito i modi in cui sono state modellate le equazioni (generanti gli output) della calcolatrice dei Quantum che caratterizzano il quarto scenario:

1. Equazione di controllo generata dall'andamento del PUN in funzione della soglia, anche questa equazione genera un segnale uguale a [0] o [1] rispettivamente se non carica o carica.

Vediamo come per ogni mese sia stata inserita una soglia diversa in base ai dati riportati nella tabella 4.7, l'equazione di controllo non è altro che la somma dei segnali di carica di ogni mese, dovuti al fatto che il prezzo dell'energia è inferiore al valore limite scelto.

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys (utilizziamo gli input riportati nelle tab. 4.1):

“Ctrl_PUN=GEN*LE(PUN,67.65)+FEB*LE(PUN,57.67)+MAR*LE(PUN,52.87)+APR*LE(PUN,53.35)+NOV*LE(PUN,48.16)+DIC*LE(PUN,43.34)”

LE nel linguaggio di Trnsys sta ad indicare che se il primo valore tra parentesi è minore/uguale del secondo allora ottengo un valore pari ad 1.

2. Equazione di controllo della carica, nella quale si va a generare un segnale booleano in base al fatto di rispettare o meno determinate condizioni:

[0] Non avviene la carica

[1] Avviene la carica

Segnale di controllo della carica è uguale a:

- [1] se la temperatura dello storage è < 690 °C e se il PUN è \leq del valore di soglia durante il fine settimana;

- [1] se la temperatura dello storage è < 80 °C e se il PUN è \leq del valore di soglia durante gli orari di occupazione;

- [1] se la temperatura dello storage è < 690 °C e e se il PUN è \leq del valore di soglia durante gli orari di non occupazione dal lunedì al venerdì.

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys, in cui i controlli appena proposti vengono sommati (utilizziamo gli input riportati nella tab. 4.1):

“Ctrl_charge= LT(Tstorage_Z6,690) * ctrl_week_charge * Ctrl_PUN + LT(Tstorage_Z6,80)*ctrl_day_disch*ctrl_week_disch*Ctrl_PUN+LT(Tstorage_Z6,690)*ctrl_day_charge*ctrl_week_disch*Ctrl_PUN”

LT nel linguaggio di Trnsys sta ad indicare che se il primo valore tra parentesi è minore del secondo allora ottengo un valore pari ad 1.

3. Equazione di controllo della scarica, nella quale si va a generare un segnale booleano in base al fatto di rispettare o meno determinate condizioni:

[0] Non avviene la scarica

[1] Avviene la scarica

Segnale di controllo della scarica è uguale a:

- [1] se la temperatura non è pari al set-point di $20^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ e la temperatura dello storage è $< 70^{\circ}\text{C}$ durante l'orario di occupazione;

- [1] se la temperatura non è pari al set-point di $17^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ e la temperatura dello storage è $< 70^{\circ}\text{C}$ durante l'orario di non occupazione;

- [1] se la temperatura non è pari al set-point di $17^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ e la temperatura dello storage è $< 70^{\circ}\text{C}$ durante il fine settimana.

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys, in cui i controlli appena proposti vengono sommati (utilizziamo gli input riportati nella tab. 4.1):

"Ctrl_discharge_Z6 (segnale di controllo della scarica) = ctrl_th_20 * GT(Tstorage_Z6,70)*ctrl_week_disch*ctrl_day_disch+ctrl_th_17*GT(Tstorage_Z6,70)*ctrl_day_charge*ctrl_week_disch+ctrl_th_17*GT(Tstorage_Z6,70)*ctrl_week_charge"

GT nel linguaggio di Trnsys sta ad indicare che se il primo valore tra parentesi è maggiore del secondo allora ottengo un valore pari ad 1.

4. Potenza elettrica dei Quantum = [numero dei Quantum * potenza elettrica dei Quantum * segnale di controllo della carica]

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys (utilizziamo gli input riportati nelle tab. 4.1):

"Qel_Z6 = N_Z6 * 2220 * ctrl_charge"

5. Potenza termica dei Quantum = [portata d'aria * calore specifico dell'aria * differenza tra temperatura in uscita dai Quantum e la temperatura dell'aria]

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys (utilizziamo gli input riportati nelle tab. 4.1 e 4.2):

"Qb_Z6 = m_air_Z6 * c_air * (Tou_design - Tair_Z6)"

6. Temperatura dello storage con l'apporto elettrico, viene ottenuta sommando alla temperatura dello storage (nell'istante attuale) gli apporti termici dovuti alla trasformazione dell'energia elettrica (dalla rete) e sottraendo l'energia termica ceduta alla zona termica.

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys (utilizziamo gli input riportati nelle tab. 4.1 e 4.2):

$$"T_{s_Z6} = T_{storage_Z6} + ((Q_{el_Z6} * dk) / C_{s_Z6}) - ((Q_{b_Z6} * dk) / C_{s_Z6})"$$

4.6 QUINTO SCENARIO - ENERGIA ELETTRICA DA RETE CON DATI PUN E MODULI FOTOVOLTAICI

In questo ultimo scenario analizzato troviamo i 2 Quantum che utilizzano sia l'energia elettrica proveniente dalla rete, sfruttando l'andamento dinamico dei prezzi dell'energia elettrica (nello stesso modo del paragrafo 4.4) sia l'energia elettrica prodotta dai moduli fotovoltaici (come fatto nel paragrafo 4.3).

Sono stati quindi uniti gli scenari 3 e 4 e modificate le equazioni di controllo della carica in modo da ottimizzare quest'ultima.

Nella tabella seguente (Tab. 4.8) sono riportati il tipo di controllo applicato e le temperature di set point per le varie fasce orarie e nel weekend.

5 SCENARIO	Temperatura di set point	Controllo della carica	Controllo della scarica
Occupazione + preriscaldamento (dalle ore 6.00 alle 19.00)	20 °C ± 1 °C	Carica con la rete elettrica se $T_{storage} < 80$ °C, se PUN < valore limite (PUN BALANCED) e se Potenza_FV < 1000 W, carica anche con FV se $T_{storage} < 690$ °C	Scarica se $T_{zona} < T_{set-point}$ e $T_{storage} > 70$ °C
No occupazione (dalle ore 19.00 alle 6.00)	17 °C ± 1 °C	Carica con la rete elettrica se $T_{storage} < 690$ °C e se PUN < valore limite (PUN BALANCED) e se Potenza_FV < 1000 W, carica anche con FV se $T_{storage} < 690$ °C	Scarica se $T_{zona} < T_{set-point}$ e $T_{storage} > 70$ °C
weekend	17 °C ± 1 °C	Carica con la rete elettrica se $T_{storage} < 690$ °C e se PUN < valore limite (PUN BALANCED) e se Potenza_FV < 100 W, carica anche con FV se $T_{storage} < 690$ °C	Scarica se $T_{zona} < T_{set-point}$ e $T_{storage} > 70$ °C

Tab. 4.8: Caratteristiche di controllo del terzo scenario

Nella figura 4.27 viene mostrato come è stato modellato il quarto scenario in Trnsys, notiamo come in ingresso alla calcolatrice dei Quantum abbiamo sia i segnali di controllo provenienti dai termostati e dalle schede di carica-scarica giornaliere-settimanali sia la potenza elettrica generata dai moduli fotovoltaici (type "FV"), inoltre troviamo in ingresso l'andamento dei prezzi fornito dal type "PUN".

Proprio quest'ultimo, unito con le soglie di prezzo scelte, andrà a fornire un ulteriore segnale di controllo per la carica.

Gli output, generati con le equazioni che vedremo nel paragrafo successivo, vengono integrati con l'apposito type per trovare l'energia consumata e la durata di mantenimento del set-point.

I consumi monetari vengono stabiliti attraverso la calcolatrice "Consumi_euro" nella quale viene moltiplicato l'andamento del prezzo dell'energia (type "PUN") con la potenza elettrica utilizzata proveniente dalla calcolatrice dei Quantum, il risultato viene poi integrato per determinare gli euro spesi per ogni istante di simulazione.

La calcolatrice "RH" viene utilizzata per determinare l'umidità relativa della zona termica analizzata.

Infine, troviamo le calcolatrici "AzimuthAngles", "Radiation" e "Wizard setting" le quali forniscono dei valori di input per l'edificio, relativi alla radiazione solare.

Il file meteo "Weather data" è collegato sia alla calcolatrice della radiazione sia all'edificio, al quale fornisce l'andamento della temperatura esterna.

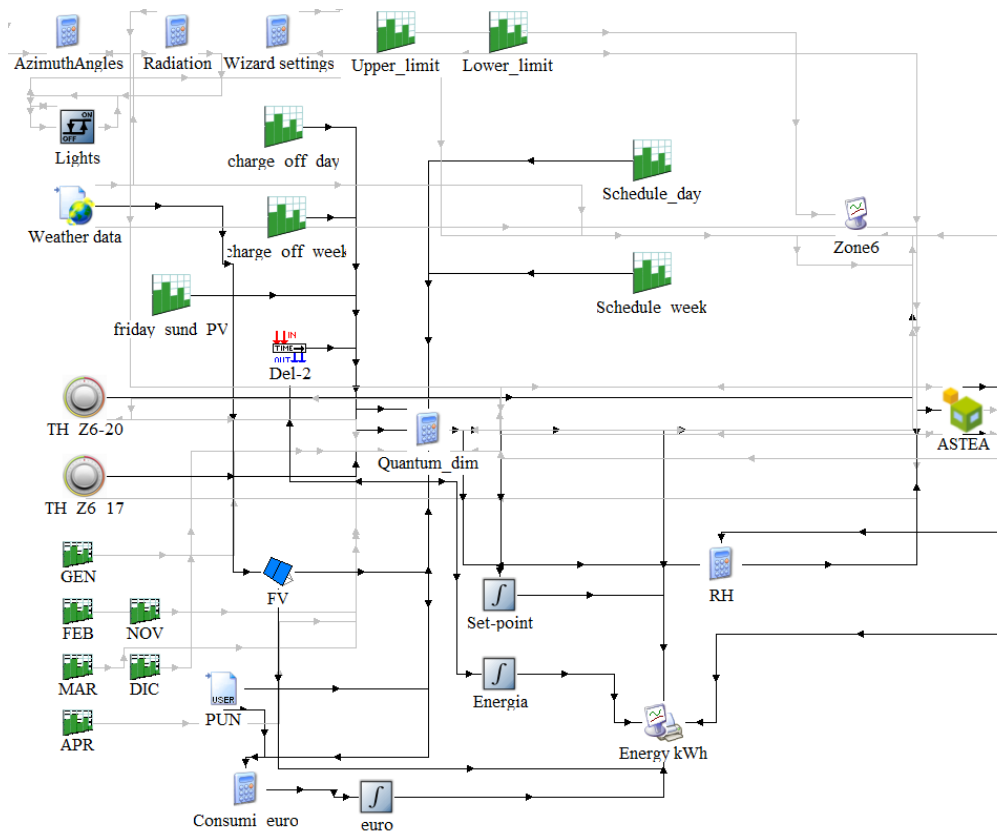


Fig. 4.27: Schema dello scenario 5 in TRNSYS

4.6.1 Output dei Quantum (SETS)

Vengono riportati di seguito i modi in cui sono state modellate le equazioni (generanti gli output) della calcolatrice dei Quantum che caratterizzano il quinto scenario:

1. Equazione di controllo generata dall'andamento del PUN in funzione della soglia, anche questa equazione genera un segnale uguale a [0] o [1] rispettivamente se non carica o carica.

Vediamo come per ogni mese sia stata inserita una soglia diversa in base ai dati riportati nella tabella 4.7, l'equazione di controllo non è altro che la somma dei segnali di carica di ogni mese, dovuti al fatto che il prezzo dell'energia è inferiore al valore limite scelto.

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys (utilizziamo gli input riportati nelle tab. 4.1):

“Ctrl_PUN=GEN*LE(PUN,67.65)+FEB*LE(PUN,57.67)+MAR*LE(PUN,52.87)+APR*LE(PUN,53.35)+NOV*LE(PUN,48.16)+DIC*LE(PUN,43.34)”

LE nel linguaggio di Trnsys sta ad indicare che se il primo valore tra parentesi è minore/uguale del secondo allora ottengo un valore pari ad 1.

- Equazione di controllo della carica, nella quale si va a generare un segnale booleano in base al fatto di rispettare o meno determinate condizioni:

[0] Non avviene la carica

[1] Avviene la carica

Segnale di controllo della carica è uguale a:

- [1] se la temperatura dello storage è < 690 °C , se la potenza elettrica generata dai moduli FV è < 100 W e infine se il PUN è \leq del valore di soglia durante il fine settimana (solamente dalle 17.00 della domenica);

- [1] se la temperatura dello storage è < 80 °C, se la potenza elettrica generata dai moduli FV è < 1000 W e se il PUN è \leq del valore di soglia durante gli orari di occupazione;

- [1] se la temperatura dello storage è < 690 °C, se la potenza elettrica generata dai moduli FV è < 1000 W e se il PUN è \leq del valore di soglia durante gli orari di non occupazione dal lunedì al venerdì.

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys, in cui i controlli appena proposti vengono sommati (utilizziamo gli input riportati nella tab. 4.1):

```
“Ctrl_charge= LT(Tstorage_Z6,690) * ctrl_week_charge * LT(Qel_FV,100)
*Ctrl_PUN+LT(Tstorage_Z6,80)*ctrl_day_disch*ctrl_week_disch*LT(Qel_FV,
1000)*Ctrl_PUN+LT(Tstorage_Z6,690)*ctrl_day_charge*ctrl_week_disch*LT(
Qel_FV,1000)*Ctrl_PUN”
```

LT nel linguaggio di Trnsys sta ad indicare che se il primo valore tra parentesi è minore del secondo allora ottengo un valore pari ad 1.

- Equazione di controllo della scarica, nella quale si va a generare un segnale booleano in base al fatto di rispettare o meno determinate condizioni:

[0] Non avviene la scarica

[1] Avviene la scarica

Segnale di controllo della scarica è uguale a:

- [1] se la temperatura non è pari al set-point di $20^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ e la temperatura dello storage è $< 70^{\circ}\text{C}$ durante l'orario di occupazione;
- [1] se la temperatura non è pari al set-point di $17^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ e la temperatura dello storage è $< 70^{\circ}\text{C}$ durante l'orario di non occupazione;
- [1] se la temperatura non è pari al set-point di $17^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$ e la temperatura dello storage è $< 70^{\circ}\text{C}$ durante il fine settimana.

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys, in cui i controlli appena proposti vengono sommati (utilizziamo gli input riportati nella tab. 4.1):

"Ctrl_discharge_Z6 (segnale di controllo della scarica) = ctrl_th_20 * GT(Tstorage_Z6,70)*ctrl_week_disch*ctrl_day_disch+ctrl_th_17*GT(Tstorage_e_Z6,70)*ctrl_day_charge*ctrl_week_disch+ctrl_th_17*GT(Tstorage_Z6,70) *ctrl_week_charge"

GT nel linguaggio di Trnsys sta ad indicare che se il primo valore tra parentesi è maggiore del secondo allora ottengo un valore pari ad 1.

4. Potenza elettrica dei Quantum = [numero dei Quantum * potenza elettrica dei Quantum * segnale di controllo della carica]

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys (utilizziamo gli input riportati nelle tab. 4.1):

"Qel_Z6 = N_Z6 * 2220 * ctrl_charge"

5. Potenza termica dei Quantum = [portata d'aria * calore specifico dell'aria * differenza tra temperatura in uscita dai Quantum e la temperatura dell'aria]

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys (utilizziamo gli input riportati nelle tab. 4.1 e 4.2):

"Qb_Z6 = m_air_Z6 * c_air * (Tou_design - Tair_Z6)"

6. Temperatura dello storage con l'apporto elettrico, viene ottenuta sommando alla temperatura dello storage (nell'istante attuale) gli apporti termici dovuti alla trasformazione dell'energia elettrica (sia quella dalla rete sia quella generata dai moduli FV) e sottraendo l'energia termica ceduta alla zona termica.

Di seguito viene riportata l'equazione nel modo in cui è stata scritta in Trnsys (utilizziamo gli input riportati nelle tab. 4.1 e 4.2):

$$T_{s_Z6} = T_{storage_Z6} + \frac{(Q_{el_Z6} * dk)}{C_{s_Z6}} - \frac{(Q_{b_Z6} * dk)}{C_{s_Z6}} + \frac{(Q_{el_FV} * dk)}{C_{s_Z6}} * LT(T_{storage_Z6}, 690)$$

CAPITOLO 5: RISULTATI

In questo capitolo sono riportati i risultati delle simulazioni eseguite con il software Trnsys e infine è stato fatto un confronto tra i vari scenari analizzati.

5.1 ANDAMENTO DELLE TEMPERATURE

Nei seguenti grafici si analizza come varia, per ogni scenario, la temperatura (linea blu) all'interno della zona termica analizzata, prendendo per fare il confronto solo il mese di gennaio (quello con la temperatura esterna più sfavorevole).

Gli altri mesi verranno confrontati poi con una tabella che indica la durata del mantenimento del set point durante gli orari di lavoro.

Viene inoltre riportato l'andamento della temperatura esterna (linea rossa).

Le linee arancione e fucsia rappresentano rispettivamente il limite superiore e inferiore della dead band relativa all'orario di occupazione.

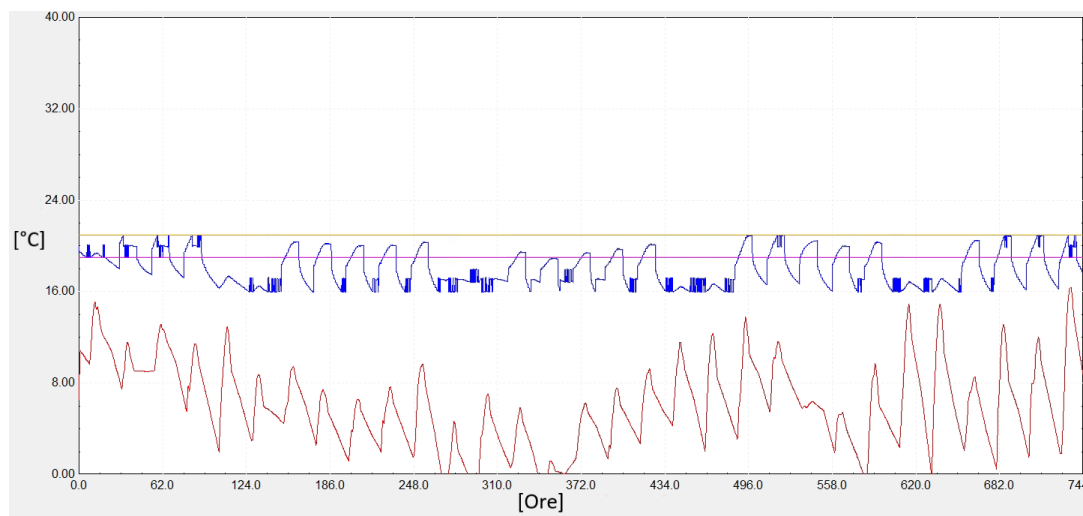


Fig. 5.1: Andamento temperatura stanza ed esterna - 1 scenario - gennaio

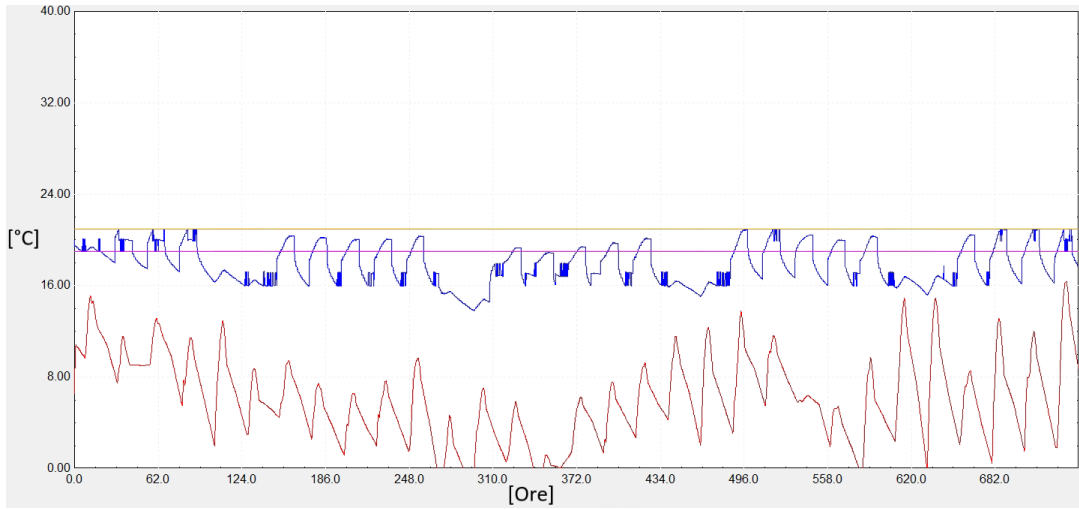


Fig. 5.2: Andamento temperatura stanza ed esterna - 2 scenario - gennaio

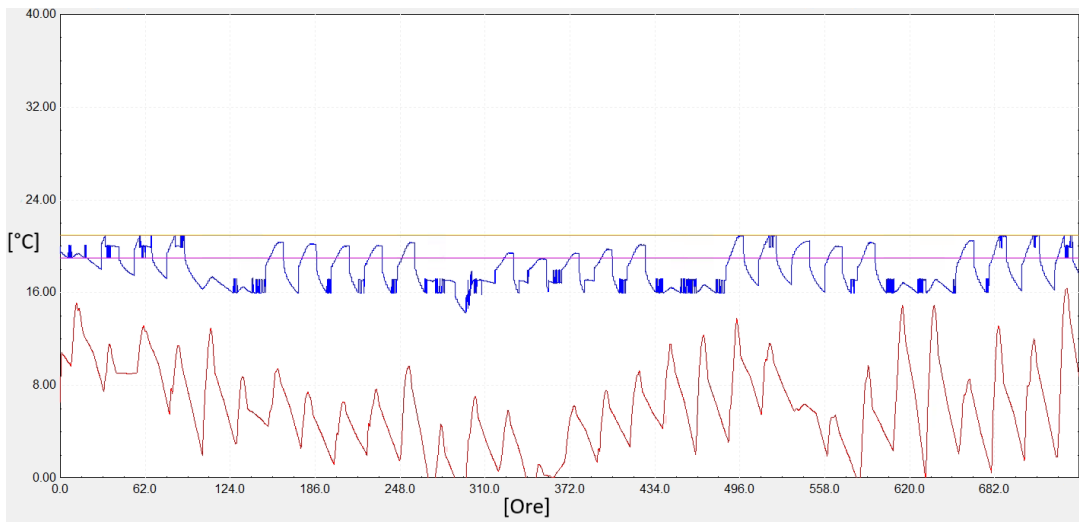


Fig. 5.3: Andamento temperatura stanza ed esterna - 3 scenario - gennaio

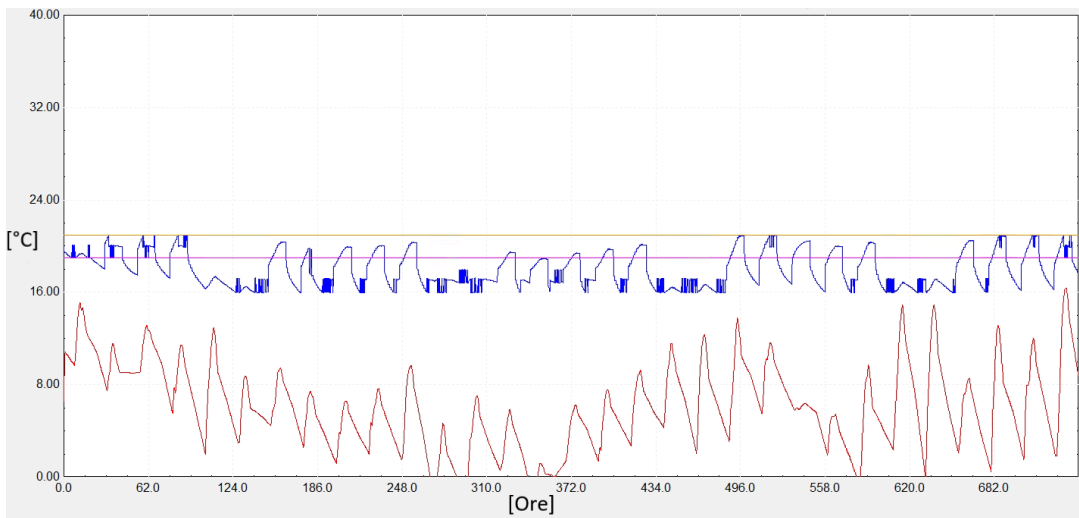


Fig. 5.4: Andamento temperatura stanza ed esterna - 4 scenario - gennaio

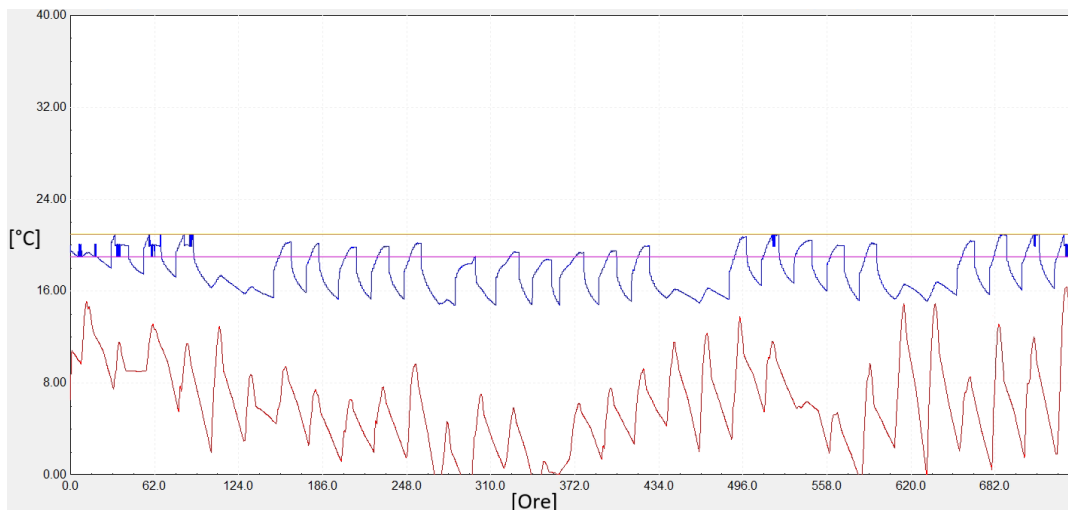


Fig. 5.5: Andamento temperatura stanza ed esterna - 5 scenario - gennaio

Come si vede dai grafici appena riportati (figura 5.1, 5.2, 5.3, 5.4, 5.5) non c'è una grande differenza nell'andamento della temperatura, nonostante siano state adottate diverse strategie i risultati sono tutti molto simili al primo scenario, ovvero quello di base da cui si è partiti.

Questa è una cosa molto importante perché, pur cambiando il modo di caricare i Quantum, il livello di comfort rimane pressoché lo stesso.

Nel grafico seguente (figura 5.6) viene riportata la durata del mantenimento del set-point nei periodi di occupazione (8.00 - 19.00), non considerando nel calcolo le due ore di preriscaldamento (6.00 - 8.00), in modo da fare un confronto più preciso.

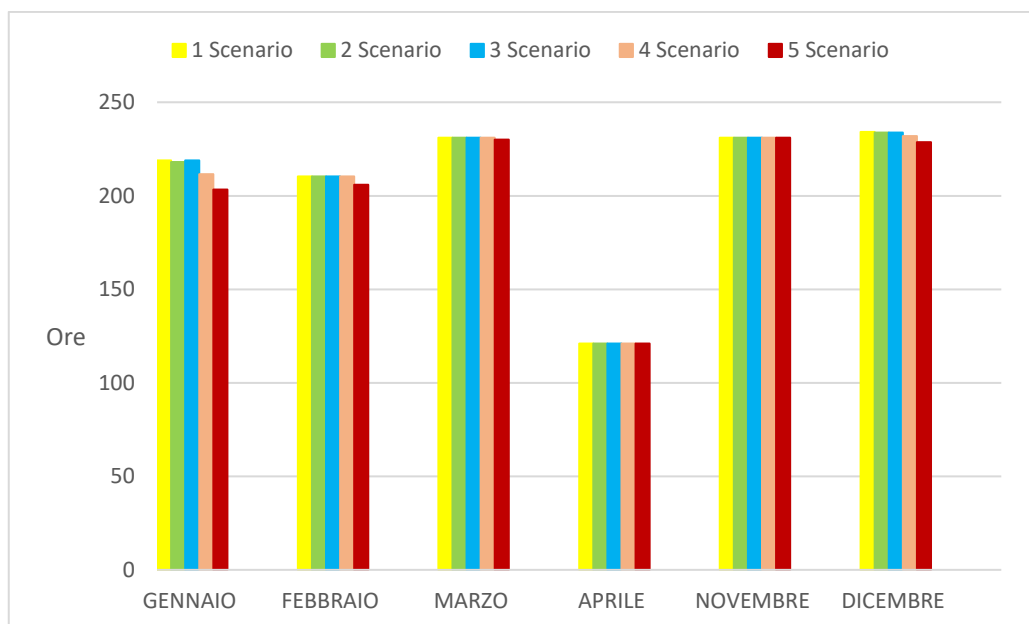


Fig. 5.6: Durata mantenimento del set-point

	GENNAIO	FEBBRAIO	MARZO	APRILE	NOVEMBRE	DICEMBRE	
SCENARIO	Durata set-point [h]	Durata set-point [h]	Durata set-point [h]	Durata set-point [h]	Durata set-point [h]	Durata set-point [h]	TOT. (H)
1	218,9	210,3	231	121	231	234,1	1246,3
2	218	210,3	231	121	231	233,8	1245,1
3	218,9	210,3	231	121	231	233,8	1246
4	211,5	210,3	231	121	231	231,9	1236,7
5	203,3	205,9	230,1	121	231	228,6	1219,9

Tab. 5.1: Durata di mantenimento del set-point per i diversi scenari

Vediamo adesso in termini di percentuali (figura 5.7):

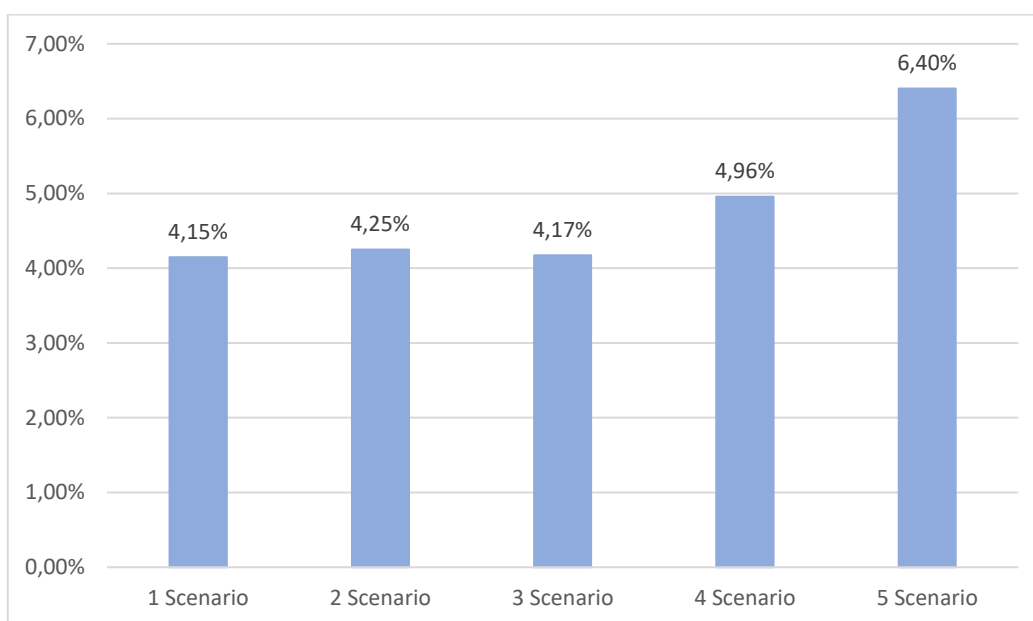


Fig. 5.7: Percentuale delle ore in cui il set-point non è mantenuto

Lo scenario più svantaggiato è ovviamente il 5, poiché abbina il controllo della carica sfruttando l'andamento dinamico del prezzo insieme all'utilizzo di moduli fotovoltaici, che visto il comportamento non programmabile delle condizioni meteo generano una potenza elettrica variabile spesso inferiore a quella utile per caricare i Quantum.

Questo problema di potenza potrebbe essere risolvibile facendo caricare lo storage utilizzando nello stesso momento l'energia da fotovoltaico e quella da rete, ma in questa maniera si sfrutterebbe molto di meno l'energia rinnovabile poiché

accadrebbe molto spesso che quando ho disponibilità di quest'ultima il Quantum è già carico o comunque con una temperatura molto vicina ai 690°C massimi.

Proprio per questo motivo la carica combinata è consentita solamente quando il fotovoltaico genera una potenza inferiore a 1 kW.

Questa differenza con gli altri scenari, però, è da imputare in particolar modo alla scelta di caricare solo sotto certe soglie di prezzo dell'energia elettrica; infatti, pur se meno rispetto al 5 scenario anche nel 4 il numero di ore di mantenimento del set point è inferiore.

Anche perché vedendo il 3 scenario (quello con moduli fotovoltaici) ci accorgiamo che il set point è mantenuto come nel caso di partenza.

Fatte queste valutazioni, per capire da cosa dipendano i diversi risultati, va tenuto in considerazione che la differenza è comunque piccola tra gli scenari e possiamo quindi focalizzarci nei prossimi paragrafi sugli altri aspetti importanti di questo studio.

5.2 CARICA E SCARICA DELLO STORAGE

Viene ora analizzato l'andamento della temperatura dello storage (**linea marrone**) in base alle equazioni di carica e scarica dei Quantum, prendiamo come riferimento il mese di febbraio in modo da poter valutare anche lo scenario con gli eccessi del FV (2 scenario).

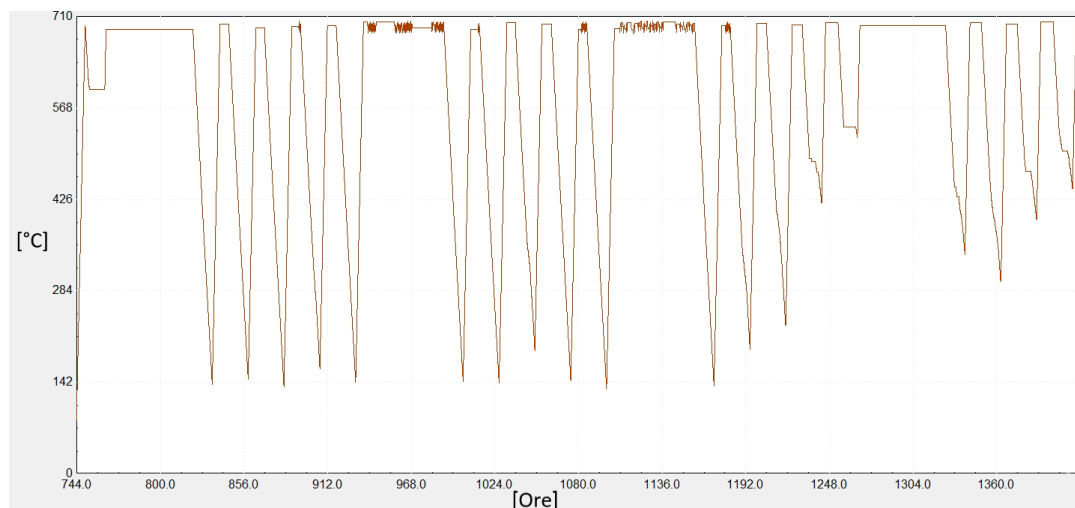


Fig. 5.8: Andamento della temperatura dello storage - 1 scenario - febbraio

Per quanto riguarda il secondo scenario vengono riportati anche gli eccessi del FV (linea blu= eccessi utilizzati, linea celeste=eccessi non utilizzati perché lo storage è già carico).

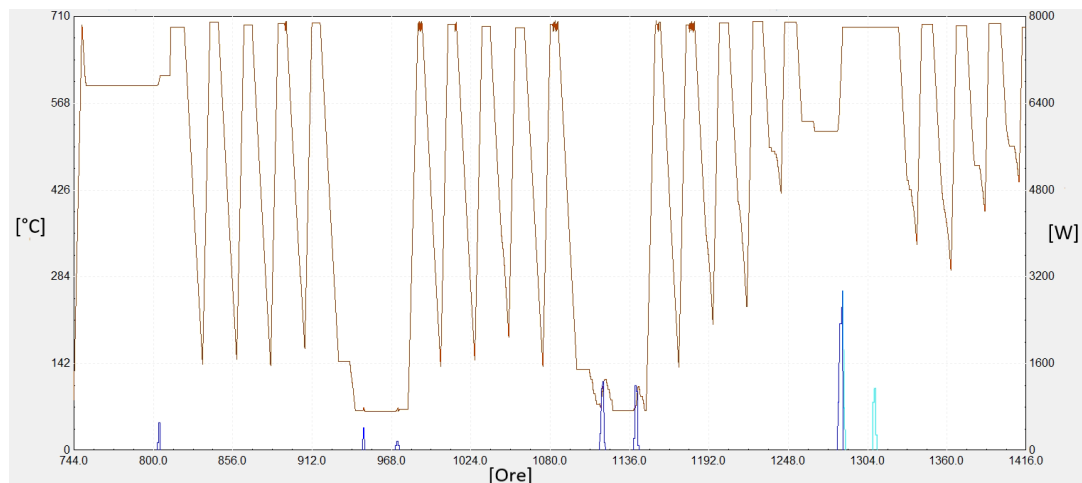


Fig. 5.9: Andamento della temperatura dello storage (asse sx) e degli eccessi del FV (asse dx) - 2 scenario - febbraio

Nel terzo scenario vengono riportati anche gli apporti dei moduli FV predisposti appositamente per i Quantum (linea celeste= potenza generata dai moduli FV).

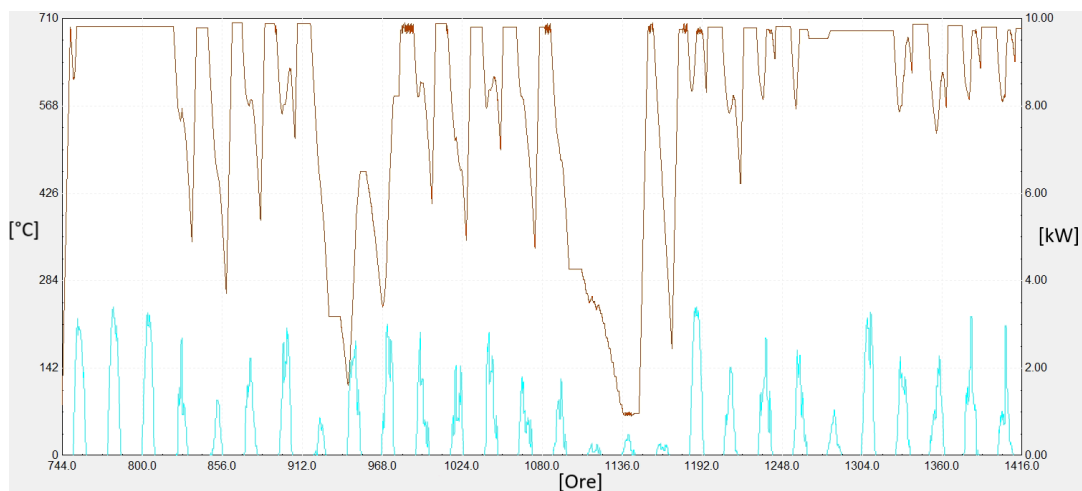


Fig. 5.10: Andamento della temperatura dello storage (asse sx) e della potenza dei moduli FV (asse dx) - 3 scenario - febbraio

Nel quarto scenario, invece, oltre alla temperatura dello storage è stato riportato il segnale di controllo fornito dal PUN (linea celeste), quando il valore è pari a 1 allora il Quantum si può caricare.

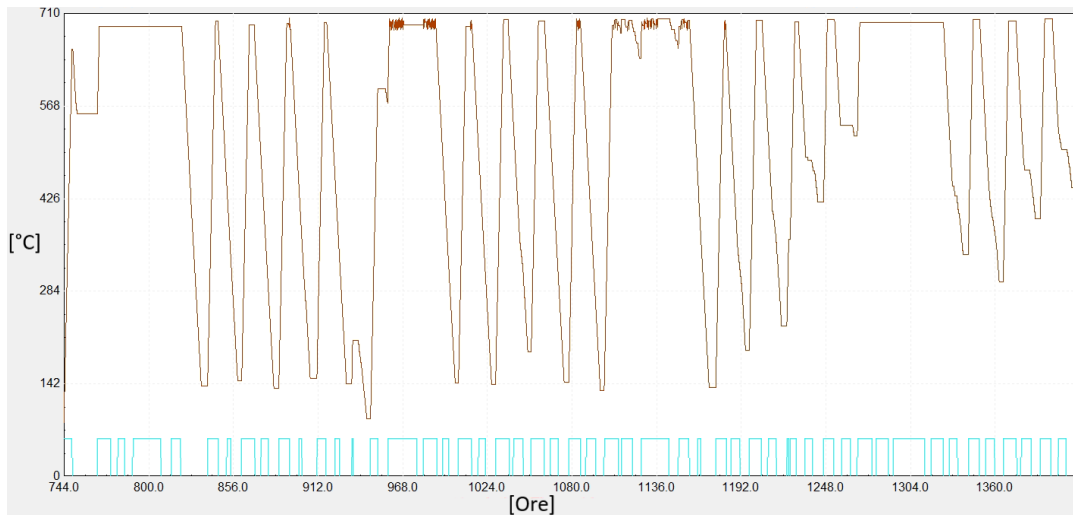


Fig. 5.11: Andamento della temperatura dello storage e del segnale di controllo PUN [0;1] - 4 scenario - febbraio

Nel quinto e ultimo scenario oltre alla temperatura dello storage è stato riportato il segnale di controllo fornito dal PUN (linea blu), come nel quarto scenario e in più gli apporti dei moduli FV (linea celeste).

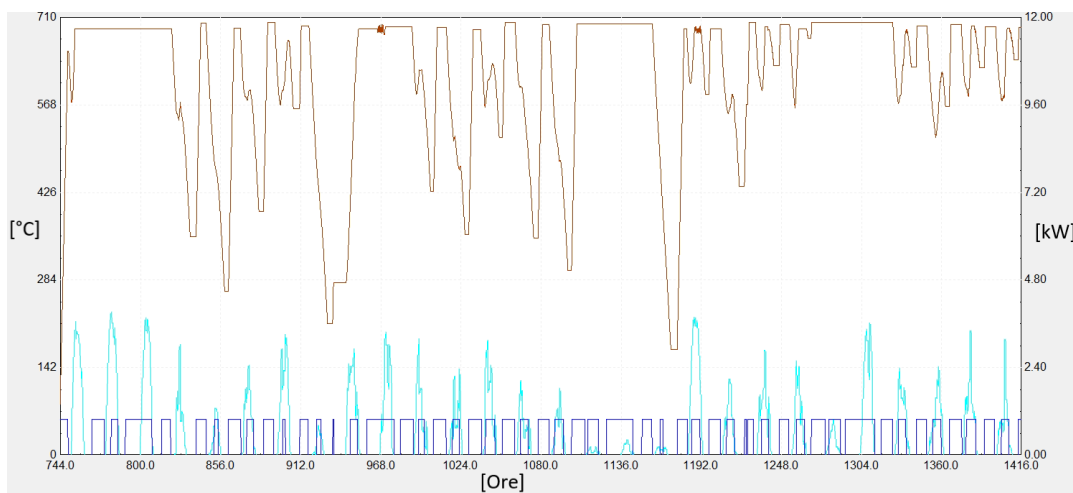


Fig. 5.12: Andamento della temperatura dello storage (asse sx), della potenza dei moduli FV (asse dx) e del segnale di controllo PUN [0;1] - 5 scenario - febbraio

Si nota come le temperature degli storage abbiano andamenti molto diversi tra i vari scenari in base al controllo della carica scelto, nel primo si vede come lo storage abbia un andamento quasi regolare nelle due fasi, si carica sempre fino alla temperatura massima fuori dagli orari di occupazione e nel fine settimana, mentre durante l'orario di occupazione viene fatto scaricare fino a raggiungere gli 80°C e sfruttando quindi la carica accumulata.

Nel secondo è chiaro come l'andamento durante la settimana sia molto simile allo scenario precedente, ma nel weekend la carica da rete si disattiva fino alla domenica sera in modo da sfruttare a pieno gli eccessi proveniente dal FV presente nell'edificio. Nei restanti scenari l'andamento della temperatura è meno regolare, soprattutto nel terzo e quinto in cui i moduli fotovoltaici inseriti in questo caso di studio, appositamente per i Quantum, fanno la differenza per via della non regolarità della potenza elettrica fornita.

Nonostante l'andamento della temperatura sia più incerto, utilizzare la potenza del FV unita con l'andamento dei prezzi ci permette comunque di ottenere un livello di carica sufficiente per mantenere il set point e allo stesso tempo risparmiare in termini di consumi, come vedremo nel prossimo paragrafo.

5.3 CONSUMI

Ora si andranno a valutare i risultati riguardanti i consumi sia in termini di energia elettrica consumata che in termini di spesa.

Per calcolare la spesa si è fatto riferimento all'andamento dinamico dei prezzi (€/MWh) in modo da valutare in maniera corretta i vantaggi ottenuti con il controllo della carica in funzione del PUN (applicato negli scenari 4 e 5).

Nei grafici seguenti si noteranno le differenze, tra i vari scenari riportando il consumo di energia (figura 5.13) e monetario (figura 5.14) di ogni mese relativo al riscaldamento.

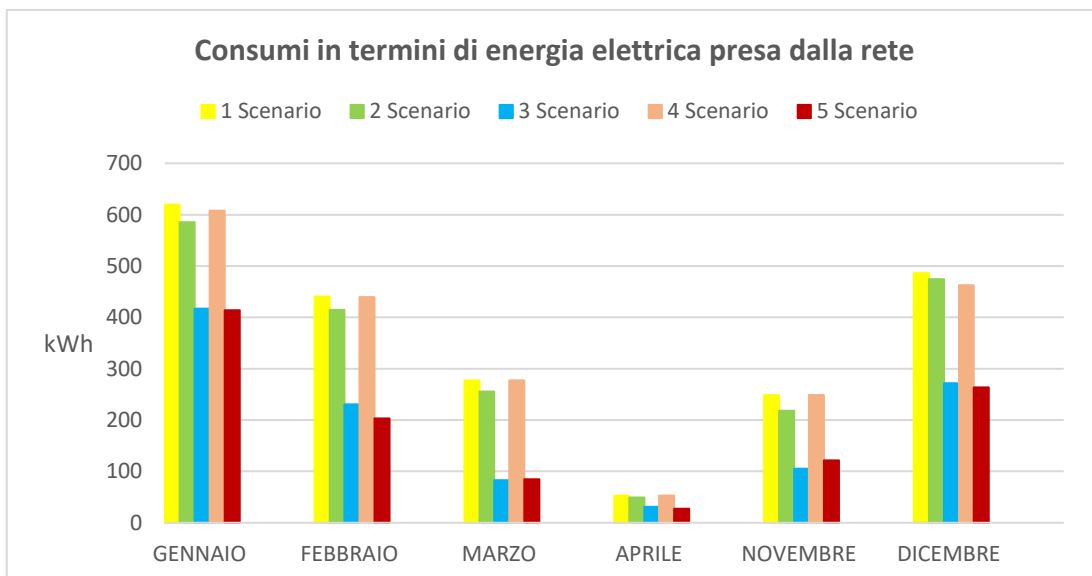


Fig. 5.13: Consumi in termini di energia elettrica presa dalla rete

	GENNAIO	FEBBRAIO	MARZO	APRILE	NOVEMBRE	DICEMBRE	
SCENARIO	Consumi El. (kWh)	Consumi El. (kWh)	Consumi El. (kWh)	Consumi El. (kWh)	Consumi El. (kWh)	Consumi El. (kWh)	TOT. [H]
1	619,9	440,7	277,5	52,72	248,6	486,2	2125,62
2	585,5	414,6	255,3	49,39	218,1	474,5	1997,39
3	416,8	230,3	82,7	31,08	105,5	272	1138,38
4	607,7	439,4	277,5	52,72	248,6	462,3	2088,22
5	414	203,1	84,92	27,19	121,5	263,6	1114,31

Tab. 5.2: Consumi di energia elettrica presa dalla rete per ogni scenario

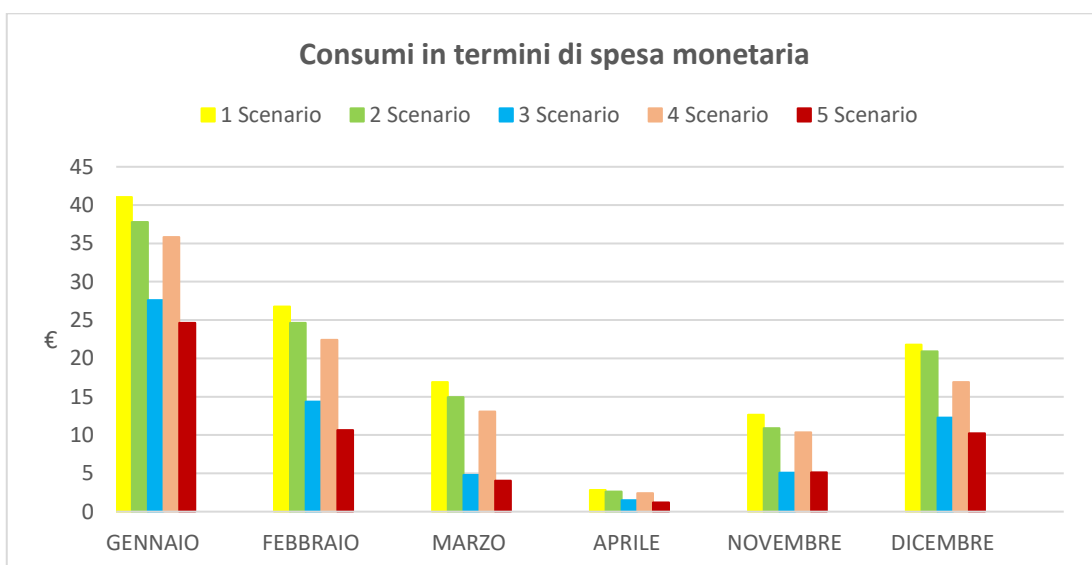


Fig. 5.14: Consumi in termini di spesa monetaria

	GENNAIO	FEBBRAIO	MARZO	APRILE	NOVEMBRE	DICEMBRE	
SCENARIO	Consumi (€)	Consumi (€)	Consumi (€)	Consumi (€)	Consumi (€)	Consumi (€)	TOT. (€)
1	41,06	26,78	16,9	2,82	12,65	21,81	122,02
2	37,79	24,63	14,96	2,6	10,88	20,93	111,79
3	27,61	14,36	4,8	1,51	5,07	12,25	65,6
4	35,82	22,4	13,07	2,42	10,34	16,91	100,96
5	24,64	10,62	4,03	1,18	5,12	10,22	55,81

Tab. 5.3: euro spesi per ogni scenario

Per capire meglio le differenze viene fatto un confronto in termini di percentuali sia sui consumi elettrici (figura 5.15) sia sulla spesa finale (figura 5.16), prendendo come riferimento lo scenario 1 (di base) e analizzando quali sono i guadagni degli altri rispetto a questo.

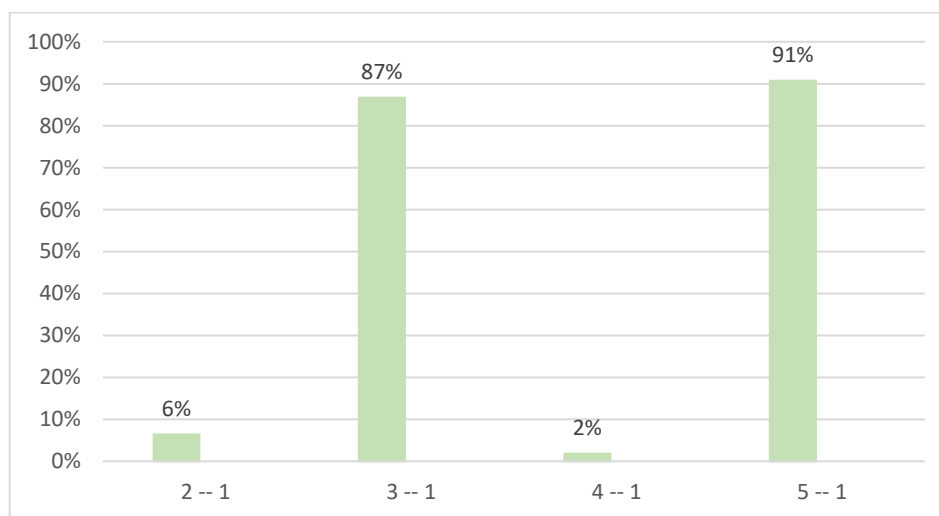


Fig. 5.15: Confronto in percentuale con il primo scenario (energia elettrica da rete)

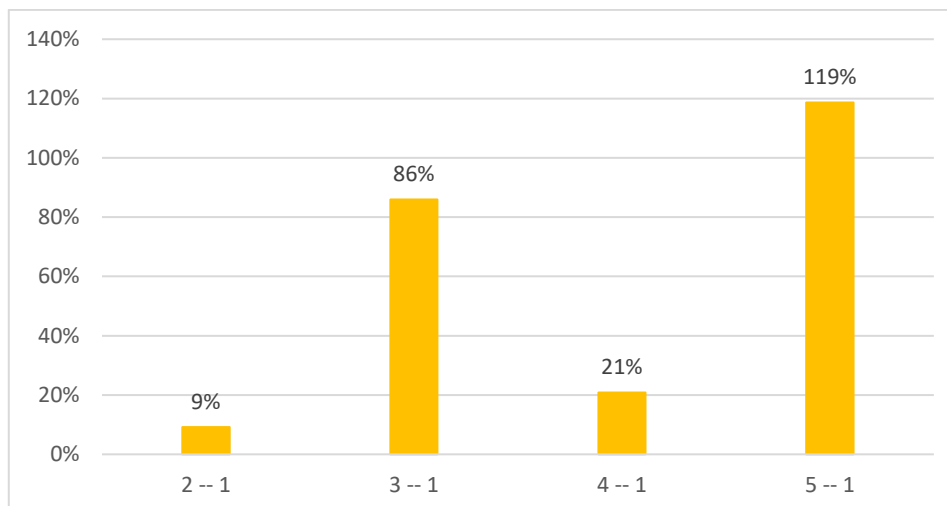


Fig. 5.16: Confronto in percentuale con il primo scenario (energia elettrica da rete)

Quindi tutti gli scenari portano ad un vantaggio, seppur minimo in alcuni casi, rispetto allo scenario 1 di partenza. Il secondo scenario è quello che porta minori benefici, va però tenuto in considerazione che in questo caso sfruttiamo gli eccessi che altrimenti verrebbero immessi in rete. Se invece prendiamo il confronto con il 4 scenario ci accorgiamo che l'energia elettrica presa della rete è pressoché la stessa (ho un guadagno solo del 2%), ma il fatto di caricare i Quantum solamente quando l'andamento del prezzo è sotto una certa soglia, questo ci permette di avere un guadagno del 21% in termini di spesa. Quindi applicando una semplice strategia di carica e senza ulteriori spese, per l'installazione di impianti ad energie rinnovabili, ho un buon risultato e ciò mi permette anche di spostare il carico.

Ovviamente se a questo andiamo ad aggiungere l'utilizzo di moduli fotovoltaici (scenario 5), oppure anche solo utilizzando questi ultimi senza l'andamento dei prezzi (scenario 3), vediamo che i guadagni su entrambi gli aspetti considerati sono molto elevati.

Viene riportata di seguito una tabella riassuntiva (tab. 5.4), in cui sono confrontati i valori totali di ogni scenario attraverso la loro differenza.

I valori in rosso indicano uno svantaggio dello scenario analizzato rispetto a quello con cui si sta facendo il confronto, mentre quelli verdi indicano un vantaggio e quindi un miglioramento.

Nei primi due aspetti (consumo di energia elettrica da rete e consumi monetari) un valore positivo corrisponde ad un peggioramento, quindi un maggior consumo, mentre nell'ultimo aspetto (mantenimento del set-point) un valore positivo corrisponde a un miglioramento in quanto indica un maggior numero di ore in cui si mantiene la temperatura di set-point.

		1	2	3	4	5
1	Consumi energia el. [kWh]	-	128,23	987,24	37,4	1011,31
	Consumi monetari [€]	-	10,23	56,42	21,06	66,21
	Mantenimento set-point [h]	-	1,2	0,3	9,6	26,4
2	Consumi energia el. [kWh]	-128,23	-	859,01	-90,83	883,08
	Consumi monetari [€]	-10,23	-	46,19	10,83	55,98
	Mantenimento set-point [h]	-1,2	-	-0,9	8,4	25,2
3	Consumi energia el. [kWh]	-987,24	-859,01	-	-949,84	24,07
	Consumi monetari [€]	-56,42	-46,19	-	-35,36	9,79
	Mantenimento set-point [h]	-0,3	0,9	-	9,3	26,1
4	Consumi energia el. [kWh]	-37,4	90,83	949,84	-	973,91
	Consumi monetari [€]	-21,06	-10,83	35,36	-	45,15
	Mantenimento set-point [h]	-9,6	-8,4	-9,3	-	16,8
5	Consumi energia el. [kWh]	-1011,31	-883,08	-24,07	-973,91	-
	Consumi monetari [€]	-66,21	-55,98	-9,79	-45,15	-
	Mantenimento set-point [h]	-26,4	-25,2	-26,1	-16,8	-

Tab. 5.4: Confronto riassuntivo tra i vari scenari

CAPITOLO 6: CONCLUSIONI

La riduzione delle emissioni e il dover stravolgere il sistema attuale, dipendente per la maggior parte dalle energie fossili, unito con la riduzione delle spese per la climatizzazione, sono gli elementi alla base sia per riqualificazione energetica degli edifici esistenti sia per la costruzione di nuovi edifici.

Questo lavoro mira a ridurre al minimo le spese monetarie del consumo di elettricità, prendendo come modello la zona termica oggetto di studio, spostando i carichi in momenti della giornata in cui il prezzo dell'elettricità è più basso e utilizzando energia da fonti rinnovabili.

Sono stati quindi analizzati diversi scenari, alcuni dei quali con un modello di gestione del carico in cui la risposta della domanda è basata sul prezzo unico nazionale (PUN), insieme all'integrazione di energia elettrica prodotta dal fotovoltaico.

I cinque scenari proposti sono stati modellati nel software di simulazione "Trnsys Simulation Studio", proponendo per ognuno di essi diverse strategie di carica degli accumulatori (SETS) presenti nella zona termica.

Partendo dallo scenario base si è andati ad inserire, oltre all'energia elettrica prelevata dalla rete nazionale, altri mezzi di carica come gli eccessi provenienti dall'impianto fotovoltaico presente allo stato di fatto, oppure dei moduli fotovoltaici appositamente pensati per la carica degli accumulatori.

I risultati ottenuti dalla simulazione hanno evidenziato come l'applicazione di strategie di gestione della domanda unite all'utilizzo di fonti rinnovabili possano portare sia vantaggi per la rete elettrica nazionale sia vantaggi economici per l'utente che ne fa uso.

La transizione energetica che ci sarà negli anni a venire, per raggiungere gli obiettivi di riduzione delle emissioni, comporterà sicuramente un maggior utilizzo dell'energia elettrica anche nel riscaldamento degli ambienti.

Questo porterà maggiori carichi nel sistema elettrico nazionale e di conseguenza elevati costi per il suo adeguamento, se in più aggiungiamo il crescente aumento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, il problema di gestione non fa che peggiorare.

La natura aleatoria di queste fonti si scontra con il fatto che è necessario fornire in rete, istante per istante, la quantità di energia richiesta dai consumatori; in modo che l'offerta e la domanda siano sempre in equilibrio.

Si creano così problemi di esercizio, soprattutto in riferimento alla regolazione della tensione ed alla selettività delle protezioni.

Nelle reti odierne non c'è una totale compatibilità tecnica tra la potenza casualmente intermittente del fotovoltaico e di altre fonti rinnovabili e la stabilità della potenza circolante in rete. Esiste un limite oltre il quale la rete non riesce a garantire continuità e sicurezza della fornitura del servizio.

Tenendo in considerazione le valutazioni appena fatte capiamo come l'utilizzo degli accumulatori utilizzati rappresentino in parte una possibile soluzione al problema grazie alla loro flessibilità e al fatto che riducono la necessità di fare affidamento sull'alimentazione legata all'energia programmabile.

Inoltre, l'utilizzo delle strategie adottate in questo lavoro, come l'utilizzo dell'andamento dinamico del prezzo per caricare gli accumulatori, porterà a uno spostamento del carico al fine di ottenere un profilo molto più piatto dello stesso rispetto alle sue condizioni originali e di conseguenza favorire la rete pubblica nazionale.

Questa strategia va a portare anche ad un guadagno monetario per l'utente, infatti come visto nel capitolo 5, c'è una riduzione della spesa pari al 21% rispetto al caso iniziale.

Se consideriamo gli scenari 3 e 5, in cui si ha l'utilizzo di moduli fotovoltaici, si nota come si abbia una riduzione della spesa rispettivamente dell'86% e del 119%.

Va anche considerato che l'energia elettrica prodotta dal fotovoltaico non viene immessa in rete nei momenti in cui non c'è necessità di riscaldare l'ambiente; infatti, viene sfruttata per caricare lo storage a prescindere dalla temperatura della stanza (pur tenendo conto dei limiti di temperatura dello storage stesso).

Combinando quindi il fotovoltaico con l'utilizzo dei sistemi di accumulo, vado a ridurre lo scambio sul posto dell'energia prodotta, questo è un bene sia per la rete in

modo da evitare fenomeni di congestione, sia per l'utente che sfrutterà a pieno quello che produce.

Infatti, basti considerare le tariffe relative all'autoconsumo e allo scambio sul posto, uguali rispettivamente a 0.25 €/kWh e 0.15 €/kWh, per capire come si abbia un guadagno maggiore favorendo la prima scelta.

Quindi in conclusione possiamo dire che il risultato del programma di gestione della domanda e l'integrazione delle energie rinnovabili, ha portato a vantaggi per:

- il consumatore, attraverso l'utilizzo di una quantità minore di elettricità dalla rete e/o consumi monetari minori;
- rete pubblica nazionale, attraverso lo spostamento del carico nelle ore non di punta.

Tuttavia, l'indagine eseguita presenta alcune limitazioni, per lo meno in termini economici, ad esempio, non è stato considerato il costo per l'installazione dei moduli fotovoltaici.

BIBLIOGRAFIA

1. Agenzia Internazionale per l'Energia, World Energy Outlook, Parigi; 2010.
2. Agenzia Internazionale dell'Energia. Prospettive della tecnologia energetica. Scenari e strategie al 2050. OCSE/AIE, Parigi, Francia; 2008.
3. PD Lund Rapida penetrazione nel mercato delle tecnologie energetiche in retrospettiva con applicazioni future sull'energia pulita. Appl Energy , 87 (2010) , pp. 3575 – 3583
4. Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti, Smart grid: abilitatore di una nuova economia energetica, DOE; 2008.
6. P. Palensky , D. Dietrich
Gestione della domanda: risposta alla domanda, sistemi energetici intelligenti e carichi intelligenti
IEEE Trans Indus Inform, 7 (3) (2011) , pp. 381 – 388
7. Principi e pratica della gestione della domanda
EPRI , Palo Alto (1992)
8. R. Ruparathna , K. Hewage , R. Sadiq
Migliorare l'efficienza energetica del patrimonio edilizio esistente: una revisione critica degli edifici commerciali e istituzionali
Renew Energy Sustain Rev , 53 (2016) , pp. 1032 - 1045 , 10.1016 / j.rser.2015.09.084
9. B. Ramanathan , V. Vittal
Un framework per la valutazione del controllo avanzato del carico diretto con interruzioni minime.
10. L. Gelazanskas , KAA Gamage
La gestione della domanda nelle smart grid: una revisione e proposte per la direzione futura
Sustain Città Soc , 11 (2014) , pp. 22 - il 30 , 10.1016 / j.scs.2013.11.001
11. A. Di Gangi
Demand Response e flessibilità energetica degli edifici residenziali
12. Andersen, Georg Susse, Gram-Hansen Kirsten, Heiselberg Horsbøl, Anders Johansen Katinka, Johra, Hicham, Marszal Anna, Møller,
“Using residential buildings to manage flexibility in the district heating network: perspectives and future visions from sector professionals”

13. M. Zheng , CJ Meinrenken , KS Lackner
 Modello ad agenti per il consumo e lo stoccaggio di elettricità per valutare la fattibilità economica dell'arbitraggio tariffario per la risposta alla domanda del settore residenziale
 Appl Energy , 126 (il 2014) , pp. 297 - 306 , 10.1016 / j.apenergy.2014.04.022
14. Energy Market Authority - Singapore's First Virtual Power Plant to Optimise Energy Distribution
15. Y. Chen, L. Zhang; P. Xu; A. Di Gangi. Electricity demand response schemes in china: pilot study and future outlook, Energy (2021), vol. 224 - ISSN: 0360-5442, DOI: 10.1016/J.ENERGY.2021.120042
16. Pacific Gas & Electric Company, "SmartAC",
https://www.pge.com/en_US/residential/save-energy-money/savings-solutions-and-rebates/smart-ac/smart-ac.page?WT.mc_id=Vanity_smartac
17. Pacific Gas & Electric Company, Base Interruptible Program (BIP),
https://www.pge.com/en_US/large-business/save-energy-and-money/energy-management-programs/demand-response-programs/base-interruptible/base-interruptible.page?WT.mc_id=Vanity_bip
18. Pacific Gas & Electric Company, Demand Bidding Program (DBP),
https://www.pge.com/includes/docs/pdfs/mybusiness/energysavingsrebates/demandresponse/dbp/dr_dbp_0462.pdf
19. M. H. J. Weck, J. van Hooff and W. G. J. H. M. van Sark - Review of barriers to the introduction of residential demand response: a case study in the Netherlands
20. Agora Energiewende, Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin | DE
 The European Power Sector in 2020: Up-to-Date Analysis on the Electricity Transition
21. QualEnergia.it - Rinnovabili a fine agosto: quasi al 45% della produzione nazionale e al 39% della domanda
22. J. Torriti, "Demand side management: potenzialità, barriere, politiche," 2014
23. Office of Energy Efficiency & Renewable Energy
 Confronting the Duck Curve: How to Address Over-Generation of Solar Energy
24. Helm C, Mier M. On the efficient market diffusion of intermittent renewable energies. Energy Econ 2019;80:812–30.

25. GSE - servizi - conto energia n.d.:<https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/con>.

26. AH Abedin , MA Rosen
Stoccaggio di energia termochimica chiuso e aperto: confronti basati sull'energia e sull'exergia
Energia (2011)

27. Darby A. Arteconi, N.J. Hewitt, F. Polonara,
State of the art of thermal storage for demand-side management,
Applied Energy, Volume 93, 2012, Pages 371-389

28. Alva G, Lin Y, Fang G. An overview of thermal energy storage system. Energy. 2018; 144:341-378

29. de Gracia A, Cabeza LF. Phase change materials and thermal energy storage for buildings. Energy and Buildings. 2015;103:414-41

30. Li G. Sensible heat thermal storage energy and exergy performance evaluations. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016;53:897-923

31. Thermal Energy Storage for Solar Energy Utilization: Fundamentals and Applications; By Kai Wang, Zhen Qin, Wei Tong and Chenzhen Ji
Submitted: June 30th 2019 Reviewed: February 18th 2020 Published: September 9th 2020 DOI: 10.5772/intechopen.91804

32. M. Farid, A. Khudhair, S. Razack, S. Al-Hallaj
A review on phase change energy storage: materials and applications
Energy Convers Manage, 45 (2004), pp. 1597-1615

33. Williams OM, Carden PO. Energy storage efficiency for the ammonia/hydrogen-nitrogen thermochemical energy transfer system. International Journal of Energy Research. 1979;3:29-40

34. Steven Wong e Jean Paul Pinard - Opportunities for Smart Electric Thermal Storage on Electric Grids with Renewable Energy

35. Jeff MacKinnon, P.Eng. - Storage Electric Thermal Storage - Sep 29, 2020

36. B. Daryanian, RE Bohn e RD Tabors, "Controllo dell'accumulo termico elettrico con tariffazione in tempo reale", Proc. Int. conf. avv. Sistema di alimentazione Controllo Operativo. Maneggio. (APSCOM) , pp. 397-403, 1991, [online] Disponibile: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=154106>.
37. 8. S. Wong, W. Muneer, S. Nazir e A. Prieur, "Progettare e simulare popolazioni di scaldacqua elettrici per la rete intelligente", ottobre 2013
38. MA Moffét, F. Sirois, G. Joós e A. Moreau, "Sistemi di riscaldamento ad accumulo termico centralizzato (ETS): impatto sul cliente e sul sistema di distribuzione", Proc. IEEE PES Trasm. Distribuire. conf. Esposizione. (T&D), pp. 1-7, 2012.
39. Bolletta Energia by Selectra
<https://luce-gas.it/guida/mercato/pun>