

Report Progetto Smart Management of Renewable Energy System

Industrial District

Muraro Mattia
Castiello Mattia
Ghinassi Maria Chiara

27 marzo 2025

Indice

1	Descrizione del caso studio	3
2	Formulazione del problema di ottimo	5
3	Risultati e conclusioni	7
3.1	Prima simulazione	7
3.2	Seconda simulazione	11
3.3	Terza simulazione	11
3.4	Conclusioni	14

Capitolo 1

Descrizione del caso studio

Il sistema oggetto di studio, rappresentato in figura 1.1, è una smart grid di un distretto industriale. La rete integra diverse fonti di energia, sistemi di accumulo e carichi, bilanciando produzione, consumo e immagazzinamento dell'energia. In particolare all'interno della rete le fonti energetiche sono sia rinnovabili che non rinnovabili. È presente infatti un impianto fotovoltaico di 322 pannelli, per una potenza nominale totale di 120 kW; questa fonte rinnovabile è fondamentale per ridurre i costi energetici e l'impatto ambientale. Inoltre è presente anche un generatore non rinnovabile a diesel che può funzionare da backup per garantire la continuità energetica in caso di insufficiente produzione da fonti rinnovabili o accumulo. A supporto della produzione energetica vi è un sistema di accumulo a batteria, con una potenza nominale di 150 kW e una capacità di 150 kWh. L'elevata efficienza della batteria nei cicli di carica e scarica (95%) garantisce un buon rendimento nel ciclo di accumulo e rilascio dell'energia. La batteria gioca un ruolo cruciale nell'ottimizzazione dell'energia, immagazzinando l'energia in eccesso e rilasciandola quando necessario.

I carichi presenti nella rete sono tre. Il primo è il sistema HVAC, che rappresenta un carico significativo che richiede una gestione attenta, anche in virtù del fatto che può essere controllato in accensione e spegnimento dall'utente. Il secondo carico è rappresentato dagli uffici, che sono un carico non controllabile per la rete, ma di cui è disponibile una previsione per l'anno¹. Infine il terzo carico è un processo industriale basato su quattro fasi, della durata di due ore l'una, tra le quali non possono intercorrere più di altrettante due ore. Il processo a fasi può durare al massimo quindi 14 ore e l'utente può specificarne l'orario di inizio.

In ultimo, il distretto industriale è collegato alla rete esterna, dalla quale può importare energia al prezzo definito da ARERA e esportare energia che viene pagata al valore del PUN.

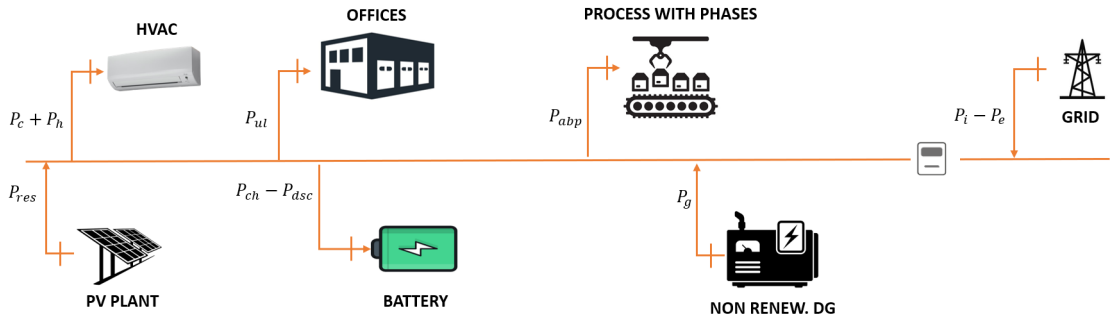


Figura 1.1: Rappresentazione schematica della rete oggetto di studio

¹Previsione ottenuta risolvendo il progetto proposto nel corso di Deep Learning

Come è noto all'interno di reti di questo tipo la gestione dell'energia, e conseguentemente il suo impiego, deve avvenire in modo efficiente ponendosi l'obiettivo di minimizzare i costi o massimizzare i redditi derivanti dagli scambi energetici. Ovviamente, dal momento che all'interno del distretto industriale sono presenti anche uffici e processi di lavorazione, l'obiettivo del caso studio non si riduce alla sola massimizzazione dei ricavi o minimizzazione dei costi. Al contrario, gli obiettivi sono i seguenti:

- minimizzare i costi o massimizzare i redditi del distretto industriale;
- mantenere la temperatura intorno ai 22°C in estate² e 20°C in inverno³ con una tolleranza di 2°C .
- mantenere lo stato di carica della batteria nell'intervallo compreso tra il 10% e il 90%.
- garantire l'esecuzione del processo industriale entro il tempo indicato dall'utente.

È importante notare prima di procedere con la formulazione del problema di ottimo che, dal momento che l'utente ha potere di controllo sull'attivazione del sistema HVAC o sul processo a fasi, alcune strategie di ottimizzazione potrebbero non essere più attuabili. Ad esempio, adattare i carichi (ex. HVAC) in base alla disponibilità di energia rinnovabile e ai prezzi dell'energia in tempo reale, potrebbe non essere fattibile poiché le scelte dell'utente potrebbero essere incongruenti con le scelte ottimali.

Rimangono però adottabili le strategie di massimizzazione dell'autoconsumo o della vendita dell'energia durante i periodi di alta produzione e bassa domanda. Notiamo che queste strategie in un caso studio come questo non presentano particolari problemi, in fase realizzativa invece richiedono l'utilizzo di sistemi di monitoraggio e previsione avanzati al fine di prendere decisioni corrette, informate e rapide sulla gestione dell'energia.

²Da Aprile a Settembre

³Da Ottobre a Marzo

Capitolo 2

Formulazione del problema di ottimo

Per formulare il problema di ottimo partiamo dalla comprensione degli obiettivi imposti dal caso studio. Riguardo alla massimizzazione dei ricavi o minimizzazione dei costi, formuleremo la funzione obiettivo appositamente, in particolare nella soluzione che presenteremo si adotterà la formulazione con l'obiettivo di minimizzare i costi. I restanti obiettivi verranno soddisfatti andando a definire opportunamente i vincoli del problema. Risolveremo inoltre il problema adottando il Model Predictive Control (MPC).

La formulazione è la seguente:

$$\{P_c^*(j), P_h^*(j), P_{ch}^*(j), P_{dsc}^*(j), P_{curt}^*(j), P_{abp}^*(j), P_g^*(j)\}_{j=k}^{k+T-1} = \quad (2.1)$$

$$= \arg \min \sum_{j=k}^{k+T-1} (c(j)P_i(j) - \text{PUN} \cdot P_e(j) + c_f P_{car}(j) + 100\varepsilon(j)) \quad (2.2)$$

tale che:

$$\text{HVAC} = \begin{cases} T(j+1) = \alpha T(j) - \beta R(\eta_c P_c(j) - \eta_h P_h(j)) + \beta T_{ex}(j) & \forall j \in [k, k+T-1] \\ 0 \leq P_c(j) \leq \delta_c(j) P_{hvac}^{\text{nom}} & \forall j \in [k, k+T-1] \\ 0 \leq P_h(j) \leq \delta_h(j) P_{hvac}^{\text{nom}} & \forall j \in [k, k+T-1] \\ T(j) \cdot UR_{\text{HVAC}}(j) \geq (T^{sp}(j) - \Delta - \varepsilon(j)) \cdot UR_{\text{HVAC}}(j) & \forall j \in [k+1, k+T] \\ T(j) \cdot UR_{\text{HVAC}}(j) \leq (T^{sp}(j) + \Delta + \varepsilon(j)) \cdot UR_{\text{HVAC}}(j) & \forall j \in [k+1, k+T] \\ \varepsilon(j) \geq 0 & \forall j \in [k+1, k+T] \\ \delta_c(k) + \delta_h(j) \leq UR_{\text{HVAC}}(j) & \forall j \in [k+1, k+T] \end{cases} \quad (2.3)$$

$$\text{BESS} = \begin{cases} SOC(j+1) = SOC(j) + \frac{\Delta t_s}{E_b} \left(\eta_{ch} P_{ch}(j) - \frac{1}{\eta_{dsc}} P_{dsc}(j) \right) & \forall j \in [k, k+T-1] \\ 0 \leq P_{ch}(j) \leq \delta_b(j) P_b^{\text{nom}} & \forall j \in [k, k+T-1] \\ 0 \leq P_{dsc}(j) \leq (1 - \delta_b(j)) P_b^{\text{nom}} & \forall j \in [k, k+T-1] \\ SOC^{\min} \leq SOC(j) \leq SOC^{\max} & \forall j \in [k+1, k+T] \end{cases} \quad (2.4)$$

$$\text{ABP} = \begin{cases} \Delta t_s = \sum_{j=k}^{k+T-1} P_{abp,i}(j) = E_{abp,i} - E_{abp,i}^{\text{done}}(k) & \forall i \in [1, 2, 3, 4] \\ \sum_{j=k}^{k+T-1} \delta_{abp,i}(j) = T_{abp,i} - T_{abp,i}^{\text{done}}(k) & \forall i \in [1, 2, 3, 4] \\ P_{abp,i}^{\min} \delta_{abp,i}(j) \leq P_{abp,i}(j) \leq P_{abp,i}^{\max} \delta_{abp,i}(j) & \forall j \in [k, k+T-1] \quad \forall i \in [1, 2, 3, 4] \\ \delta_{abp,i}(j) + s_i(j) \leq 1 & \forall j \in [k+1, k+T] \quad \forall i \in [1, 2, 3, 4] \\ \delta_{abp,i}(k-1) - \delta_{abp,i}(k) - s_i(k) \leq 0 & \forall i \in [1, 2, 3, 4] \\ \delta_{abp,i}(j-1) - \delta_{abp,i}(j) - s_i(j) \leq 0 & \forall j \in [k+1, k+T-1] \quad \forall i \in [1, 2, 3, 4] \\ s_{abp,i}(k-1) - s_{abp,i}(k) \leq 0 & \forall i \in [1, 2, 3, 4] \\ s_{abp,i}(j-1) - s_{abp,i}(j) \leq 0 & \forall j \in [k+1, k+T-1] \quad \forall i \in [1, 2, 3, 4] \\ \delta_{abp,i}(j) - s_{abp,i}(j) \leq 0 & \forall j \in [k, k+T-1] \quad \forall i \in [2, 3, 4] \\ t_{abp,i}(j) = s_{abp,i}(j) - (\delta_{abp,i}(j) + s_{abp,i}(j)) & \forall j \in [k, k+T-1] \quad \forall i \in [2, 3, 4] \\ \sum_{j=k}^{k+T-1} t_{abp,i}(j) \leq D_{abp,i} - t_{abp,i}^{\text{done}}(k) & \forall i \in [2, 3, 4] \\ \delta_{abp,i}(j) \leq UR_{abp,i}(j) & \forall j \in [k, k+T-1] \quad \forall i \in [1, 2, 3, 4] \\ P_{abp,i}(j) = \sum_{i=1}^n P_{abp,i}(j) & \forall j \in [k, k+T-1] \end{cases} \quad (2.5)$$

$$\text{Diesel Generator} = \begin{cases} P_g(j) \geq \delta_g(j) P_g^{\min} & \forall j \in [k, k+T-1] \\ P_g(j) \leq \delta_g(j) P_g^{\text{nom}} & \forall j \in [k, k+T-1] \\ P_{car}(j) = \frac{P_g(j)}{\eta_g} & \forall j \in [k, k+T-1] \end{cases} \quad (2.6)$$

$$\text{Sistema} = \begin{cases} P_i(j) - P_e(j) = P_c(j) + P_h(j) + P_{ch}(j) + \\ \quad - P_{dsc}(j) - P_{PV}(k) + P_{abp}(j) + P_{ul}(k) - P_g(j) & \forall j \in [k, k+T-1] \\ 0 \leq P_i(j) \leq P_i^{\text{nom}} & \forall j \in [k, k+T-1] \\ 0 \leq P_e(j) \leq P_e^{\text{nom}} & \forall j \in [k, k+T-1] \end{cases} \quad (2.7)$$

dove:

- $T_{ex}(j)$ è la stima della temperatura esterna $\forall j \in [k+1, k+T-1]$ tranne che al tempo k dove si utilizza la temperatura attuale misurata;
- $P_{PV}(k)$ è la potenza stimata dell'impianto fotovoltaico. La potenza è stimata poiché viene stimato l'irraggiamento nelle ore successive;
- $P_{ul}(k)$ è la potenza stimata richiesta dagli uffici.

Notiamo inoltre che nella formulazione è presente la variabile $\varepsilon(j)$ utile al rilassamento dei vincoli imposti dal sistema HVAC. Questa scelta verrà giustificata con la presentazione dei risultati.

Capitolo 3

Risultati e conclusioni

I risultati presentati in questa sezione fanno riferimento a tre simulazioni. La prima simulazione riguarda l'intero caso studio proposto, il cui problema è formulato nella sezione precedente. La durata di questa simulazione è di tre giorni. La seconda simulazione permette di confrontare il comportamento del sistema, ottenuto con la prima simulazione, ma in assenza del sistema di accumulo. Che in questo contesto è rappresentato da una batteria. Infine, la terza simulazione, effettuata su un periodo più ampio (un mese) permette di confrontare il ritorno economico ottenuto sulla base della variazione del prezzo del carburante.

Ricordiamo che ogni simulazione è soggetta alle prestazioni del sistema di forecasting della potenza degli uffici e dell'irraggiamento. In particolare, le previsioni utilizzate per effettuare questa simulazione sono state effettuate con due reti neurali differenti, con architetture diverse e con un orizzonte temporale di previsione diverso. Per il sistema di previsione della potenza degli uffici, si sono ottenute prestazioni migliori utilizzando un orizzonte temporale di 24 ore. Mentre per le migliori previsioni per l'irraggiamento si sono ottenute considerando un orizzonte temporale di 96 ore.

Inoltre, in virtù della ridotta disponibilità dei dati, per poter sfruttarli al meglio e migliorare i modelli di forecasting, si è deciso di prevedere soltanto i mesi di Luglio e Agosto. Questa scelta, sebbene i dati disponibili siano circoscritti ai mesi indicati, permette di simulare anche per periodi lunghi, potendo fornire all'ottimizzatore previsioni più accurate.

3.1 Prima simulazione

Come anticipato, la prima simulazione vede in oggetto la totalità del sistema, per una durata di tre giorni. Tale simulazione è stata effettuata a partire dalla prima ora del giorno 10 Luglio fino all'ultima ora del giorno 13 Luglio. Partiamo con l'analizzare il comportamento dei singoli elementi del sistema.

Il sistema di condizionamento HVAC risulta essere quello più critico, poiché l'utente può specificare gli orari di accensione e spegnimento. Questo significa che, in caso di spegnimento del sistema, l'ambiente la cui temperatura deve essere controllata diventa soggetto alla temperatura esterna. Logicamente questo può tradursi in un superamento della temperatura massima in estate o in un abbassamento sotto la temperatura minima in inverno. Se questo si verifica e la temperatura della stanza si discosta eccessivamente dal range delle temperature accettate, alla successiva accensione del sistema di condizionamento, può verificarsi che il problema diventi irrisolvibile poiché i vincoli non vengono più rispettati. Ricordiamo infatti che il sistema di condizionamento richiede tempo prima di poter riportare la temperatura nel range stabilito.

Per far fronte a questa situazione è stata introdotta la variabile $\varepsilon(j)$ proprio per rilassare i vincoli sul condizionamento. Questo permette di mantenere il problema risolvibile e con-

tinuare con la simulazione. Ovviamente, il sistema HVAC continuerà a tentare di riportare la temperatura nel range stabilito fin quando non riuscirà a controllarla definitivamente.

Come si può apprezzare dal grafico in figura 3.1, la temperatura rimane costantemente all'interno del set point ad eccezione del periodo di spegnimento del sistema HVAC a cavallo tra la seconda e la terza giornata. In questa simulazione si è scelto di attivare il condizionamento emulando un plausibile orario lavorativo, attivando il condizionamento un'ora prima dell'apertura degli uffici e spegnendolo alla chiusura. Pertanto il condizionamento risulta attivo dalle ore 6 alle ore 19.

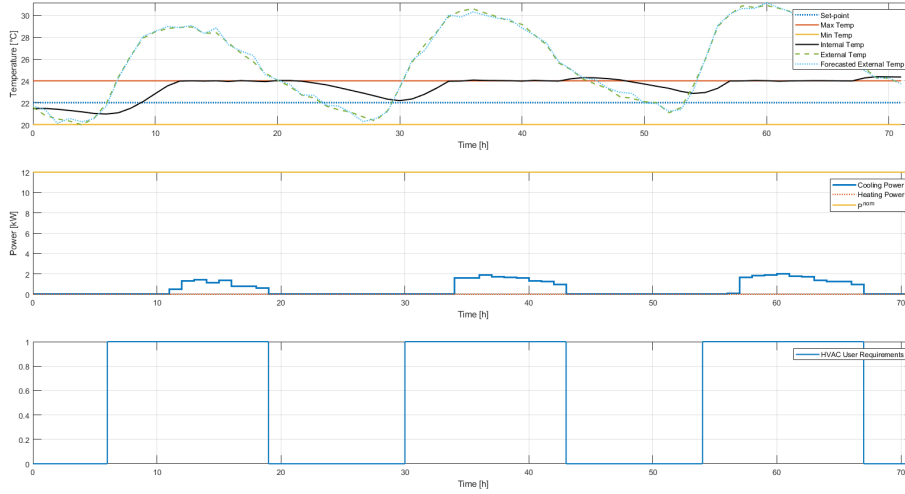


Figura 3.1: Comportamento del sistema HVAC: controllo della temperatura, potenza richiesta, tempo di attivazione specificato

Il processo industriale in questo caso studio è un processo a fasi e, sebbene nella maggior parte dei contesti industriali tali processi siano schedulati a cadenza periodica, per introdurre un elemento di imprevedibilità si è deciso di rendere casuale l'orario di inizio del processo. In particolare, sapendo che nella totalità il processo dura al massimo 14 ore, per poter terminare prima della fine della giornata, il processo inizierà casualmente tra le prime sei ore del giorno. Questo è ben evidenziato in figura 3.2.

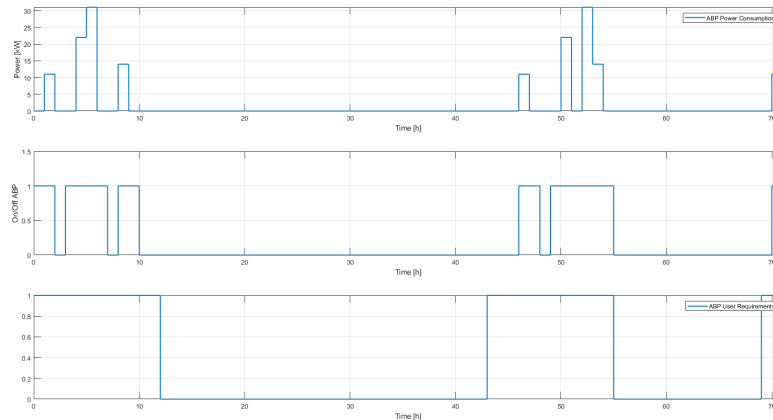


Figura 3.2: Comportamento del processo a fasi (ABP): potenza richiesta, accensione e spegnimento durante le fasi, tempo di attivazione specificato

La presenza della batteria rappresenta un sussidio relativamente importante. Infatti, si può notare che nonostante lo stato di carica (fig. 3.3) sia sempre mediamente basso ad eccezione dei momenti in cui il principale sostentamento energetico è fornito dall'impianto fotovoltaico. Tuttavia, lo scambio di energia della batteria è spesso contenuto e decisamente ridotto rispetto alle sue potenzialità. Probabilmente, la ridotta capacità della batteria non consente all'ottimizzatore di pianificare grandi scambi energetici per essa.

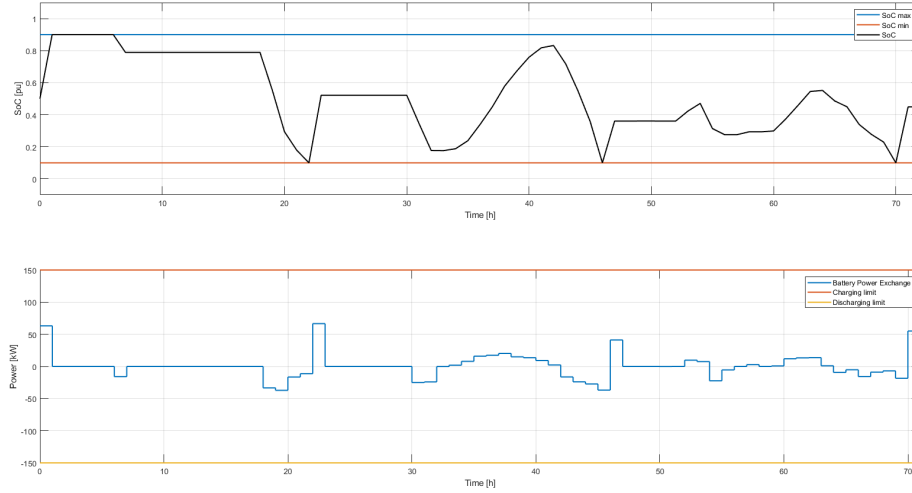


Figura 3.3: Comportamento della batteria (BESS): stato di carica (pu), potenza scambiata

In figura 3.4, è possibile osservare come la presenza del generatore diesel non influisca sul comportamento del sistema. Infatti, la sua accensione non viene mai richiesta, anche in virtù del prezzo del carburante che in questa simulazione è di 0.45 €/kWh. Inoltre, confrontando questo grafico con quello di figura 3.5, si può notare che l'energia viene esportata solo in brevi periodi con poco assorbimento o grande produzione dell'impianto fotovoltaico. In questa simulazione, il costo totale dell'energia è di 1480.03 €.

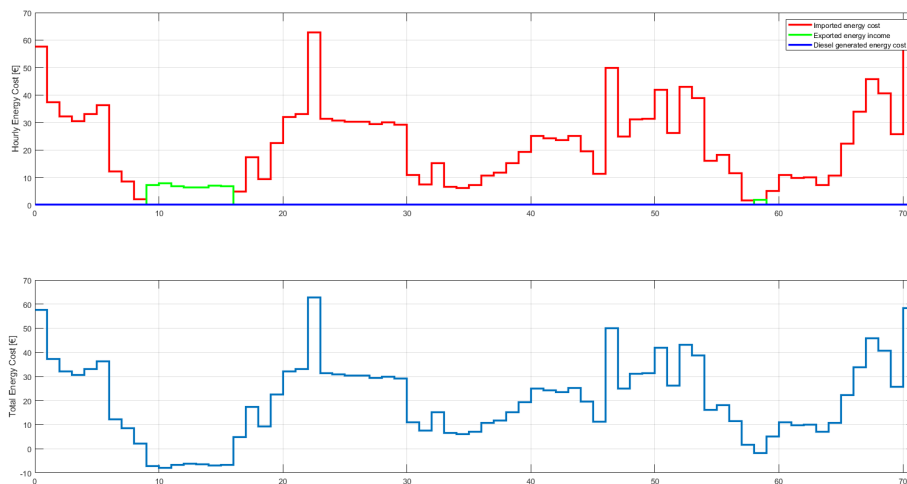


Figura 3.4: Importazione ed esportazione dell'energia e costo totale

Infine è interessante osservare il confronto tra le previsioni e i reali valori di energia esportata e importata. Tale grafico è mostrato in figura 3.6. Si noti come la reale espor-

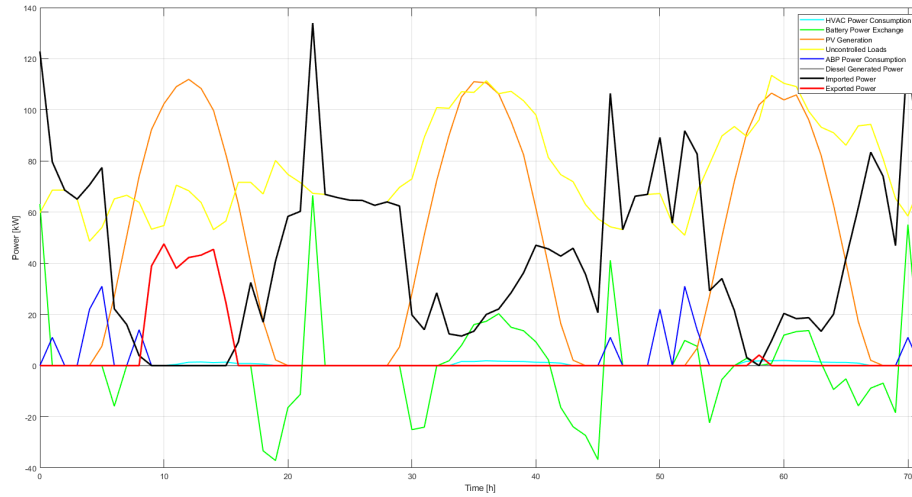


Figura 3.5: Profilo energetico delle componenti del sistema durante l'intera simulazione

tazione dell'energia sia molto maggiore della previsione durante la prima giornata poiché in quella giornata il processo a fasi è iniziato all'ora zero, permettendo di avere un surplus di energia durante le ore di maggiore insolazione. Osservando il profilo della reale potenza importata si può dedurre che attivare il processo a fasi di notte potrebbe essere una buona strategia per poter esportare di più durante il giorno, poiché anche di giorno l'energia importata è solo pochi kW inferiore a quella della notte. Tuttavia, in un'ottica green, potrebbe essere preferibile sfruttare l'energia rinnovabile prodotta dall'impianto fotovoltaico.

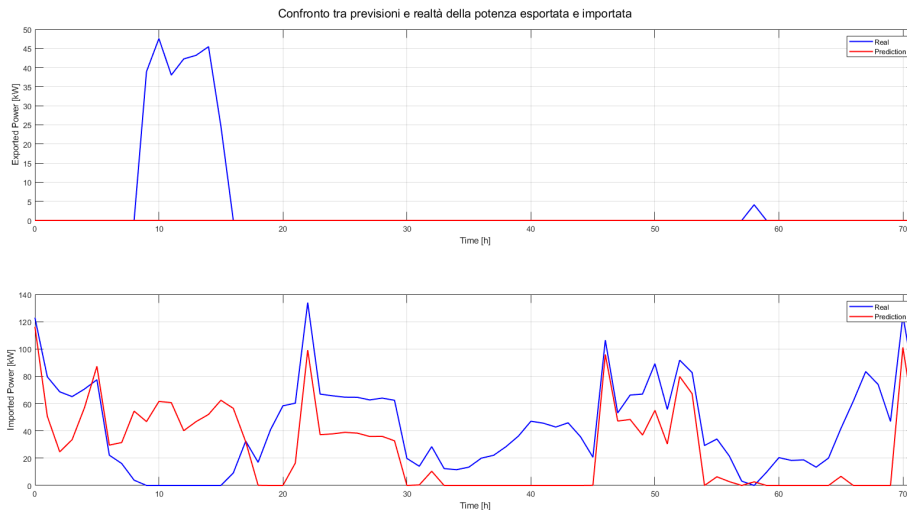


Figura 3.6: Confronto tra previsione e valore reale di importazione ed esportazione dell'energia

3.2 Seconda simulazione

La seconda simulazione, operata nelle stesse date della prima simulazione, vede la rimozione della batteria dal sistema. Operativamente questo significa imporre alla batteria una capacità pari a zero. Tuttavia, formalmente questo non è possibile poiché la prima equazione del sistema 2.4 presenta la capacità E_b al denominatore del secondo termine. Pertanto, per simulare il sistema è stata imposta una capacità piccola e totalmente trascurabile ai fini del problema pari a 1×10^{-20} [kWh].

Come si può notare confrontando i grafici della seconda simulazione (fig. 3.7, fig. 3.8) con quelli della prima, la presenza della batteria mitiga la necessità di importazione di energia dalla rete, anche se non in maniera significativa. Al termine della simulazione infatti il costo totale dell'energia è pari a 1498.39 €, di poco superiore a quello della precedente simulazione. Questo può anche essere imputato al fatto che, nella precedente simulazione, l'ottimizzatore sceglieva di importare energia anche per caricare la batteria, come si evince dal grafico del profilo energetico 3.5.

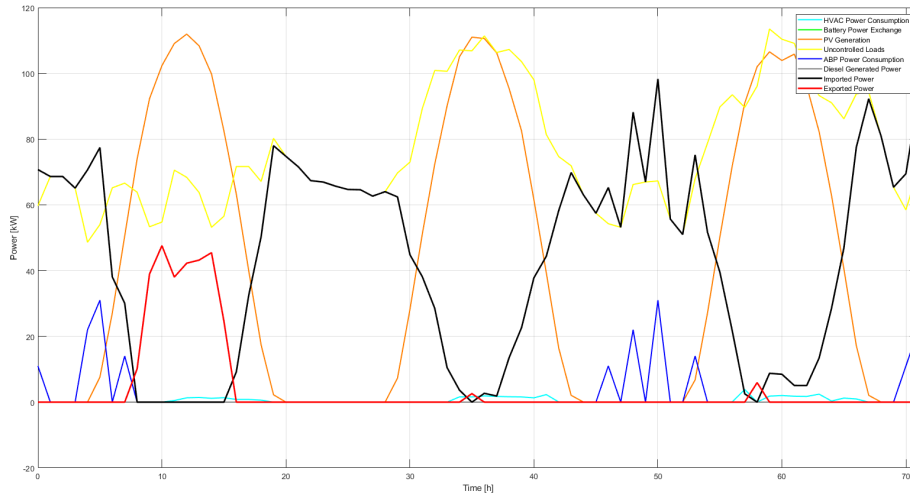


Figura 3.7: Profilo energetico delle componenti del sistema durante l'intera simulazione

È possibile inoltre osservare che i profili del sistema HVAC e del processo a fasi sono molto simili tra le due simulazioni (fig. 3.9, fig. 3.10). Questo permette di dedurre che la batteria non ha un impatto significativo sia sotto l'aspetto economico sia sotto l'aspetto energetico. Tuttavia, possiamo notare una grande differenza tra i profili dell'energia importata (fig. 3.11). Infatti, con la presenza della batteria, il profilo descritto è mediamente più basso e regolare, con la presenza di alcuni picchi riconducibili ai periodi di carica della batteria. Mentre, in assenza del sistema di accumulo, il profilo dell'energia importata è più variabile e simile all'andamento dei carichi nel sistema, come era logico aspettarsi. Notiamo che in entrambe le simulazioni l'ottimizzatore non ritiene mai necessario utilizzare il generatore diesel, nemmeno per far fronte all'assenza del sussidio energetico rappresentato dalla batteria in momenti di alta richiesta.

3.3 Terza simulazione

Per la terza simulazione si sono voluti effettuare due confronti. Il primo sull'impatto della presenza della batteria in un periodo di un mese, il secondo imponendo un prezzo del

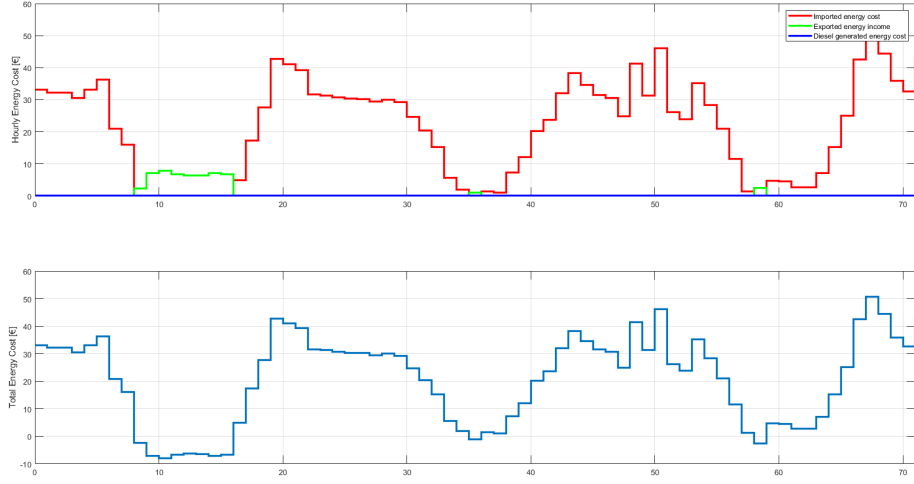


Figura 3.8: Importazione ed esportazione dell'energia e costo totale

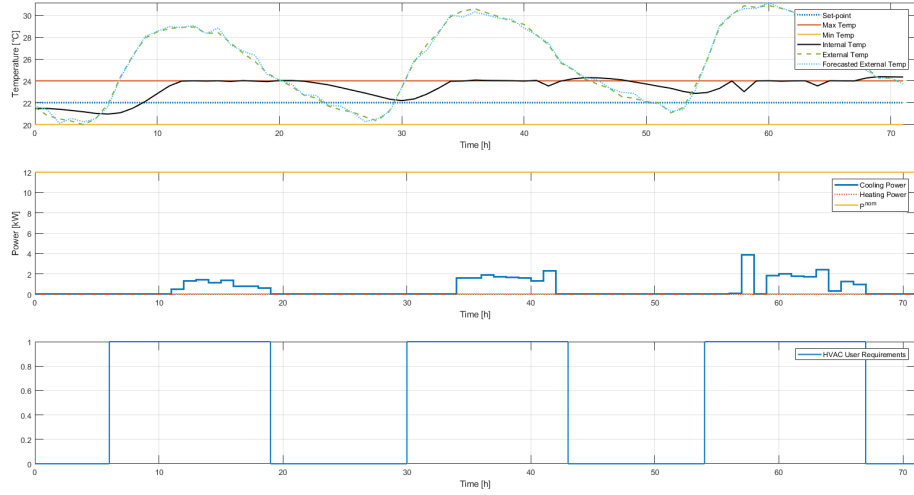


Figura 3.9: Comportamento del sistema HVAC: controllo della temperatura, potenza richiesta, tempo di attivazione specificato

carburante diesel più basso di quello adottato precedentemente. Entrambi i confronti sono stati effettuati a partire dal 10 Luglio per una durata di 31 giorni.

Per effettuare delle analisi più dettagliate e concentrate sull'aspetto economico, sono presentati di seguito soltanto i grafici dell'intero scambio energetico delle simulazioni e dell'importazione e dell'esportazione dell'energia. Tali grafici sono stati ottenuti con le seguenti configurazioni:

- Sistema con batteria e prezzo del carburante Diesel $c_f = 0.45$ €/kWh;
- Sistema senza batteria e prezzo del carburante Diesel $c_f = 0.45$ €/kWh;
- Sistema con batteria e prezzo del carburante Diesel $c_f = 0.30$ €/kWh;
- Sistema senza batteria e prezzo del carburante Diesel $c_f = 0.30$ €/kWh;

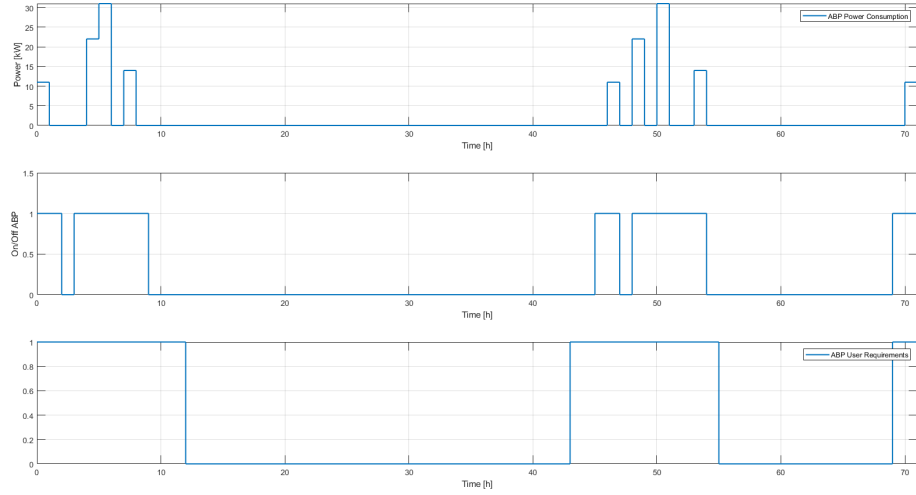


Figura 3.10: Comportamento del processo a fasi (ABP): potenza richiesta, accensione e spegnimento durante le fasi, tempo di attivazione specificato

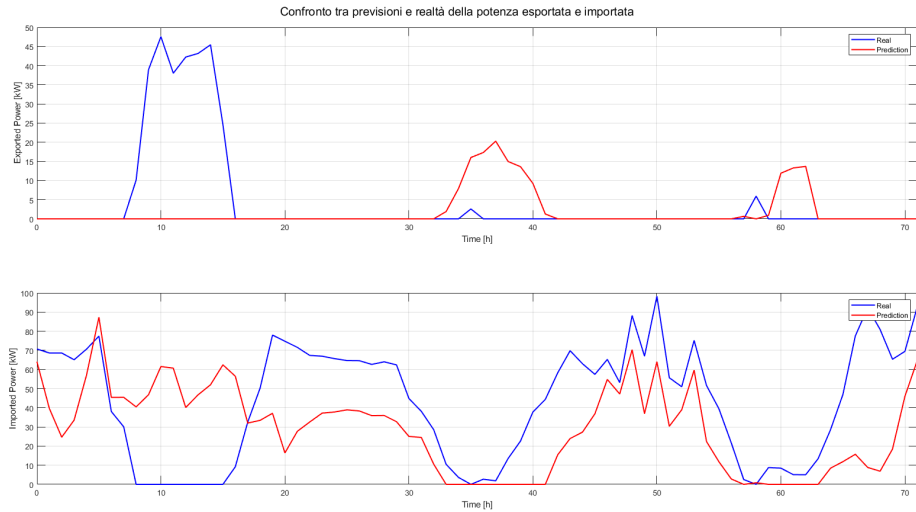


Figura 3.11: Confronto tra previsione e valore reale di importazione ed esportazione dell'energia

Fissando il prezzo del carburante Diesel a 0.45 €/kWh, anche sul lungo periodo, il sistema di accumulo non fornisce un grande vantaggio economico. La spesa per l'energia infatti nel sistema simulato con la batteria è pari a 19278.79 € (fig. 3.12) mentre nel sistema senza la batteria è di 19312.89 € (fig. 3.14). Una differenza di soli 34.10 €. Abbassando però il prezzo del carburante Diesel a 0.30 €/kWh, la presenza della batteria fornisce un contributo significativo anche sul lato economico. Infatti, le spese energetiche in presenza del sistema di accumulo sono pari a 16064.01 € (fig. 3.13), mentre in assenza del sistema di accumulo, ammontano a 16379.80 € (fig. 3.15). Per una differenza di 315.79 €. Questa grande riduzione dei costi può essere imputata alla scelta dell'ottimizzatore di ricaricare la batteria con il generatore Diesel quando conviene che sia acceso e di esportare poi energia immagazzinata nella batteria. Tale comportamento è evidente verso la fine del mese (fig. 3.17)

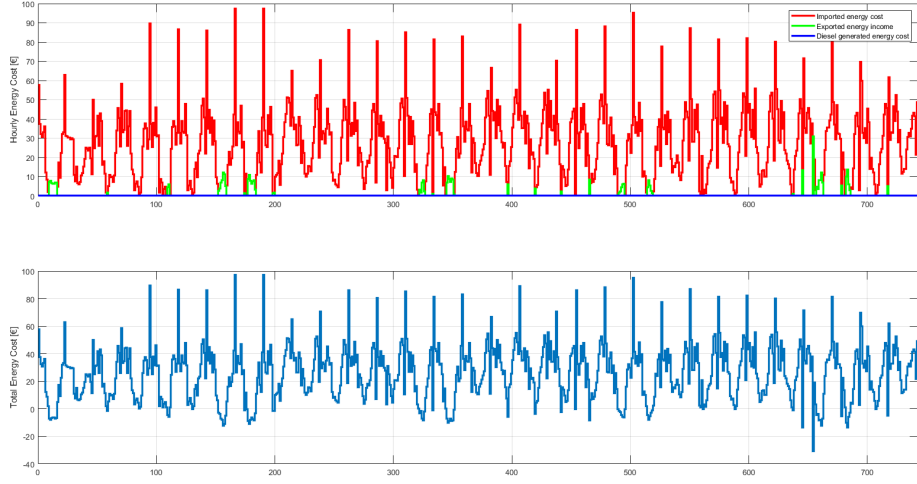


Figura 3.12: Imporazione ed esportazione dell'energia e costo totale dell'energia. Configurazione con batteria e $c_f = 0.45$ €/kWh

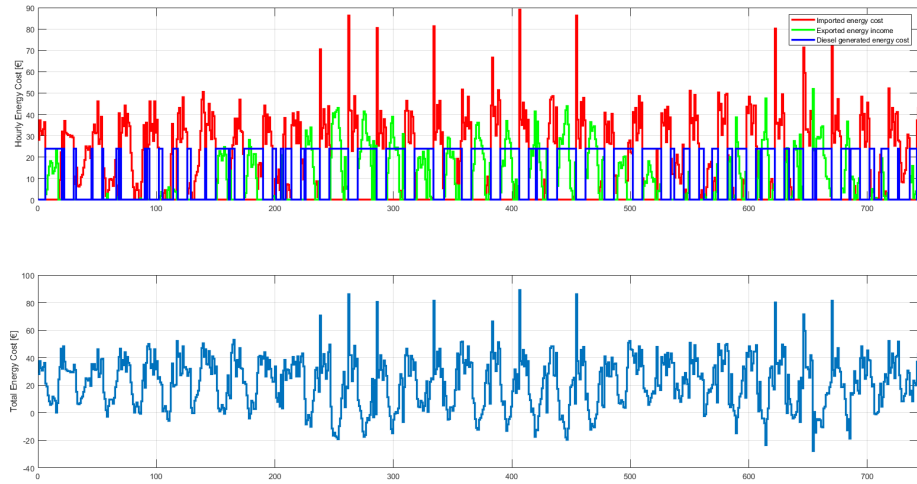


Figura 3.13: Imporazione ed esportazione dell'energia e costo totale dell'energia. Configurazione con batteria e $c_f = 0.30$ €/kWh

Un'altra importante osservazione riguarda l'incidenza del prezzo del carburante. Abbassando il prezzo a $c_f = 0.30$ €/kWh il generatore Diesel viene sempre attivato. Tuttavia, la sua attivazione non lo rende il principale mezzo di sostentamento energetico del sistema. Infatti, come si può notare dai grafici delle configurazioni senza batteria (fig. 3.18, fig. 3.19), anche abbassando il prezzo del carburante l'energia importata rimane essere dello stesso ordine di grandezza di quella misurata nella simulazione con il prezzo del carburante più alto. La differenza effettiva si nota invece sull'energia esportata. Questo è molto evidente nel grafico 3.15.

3.4 Conclusioni

Alla luce dei risultati appena mostrati è possibile trarre le seguenti conclusioni.

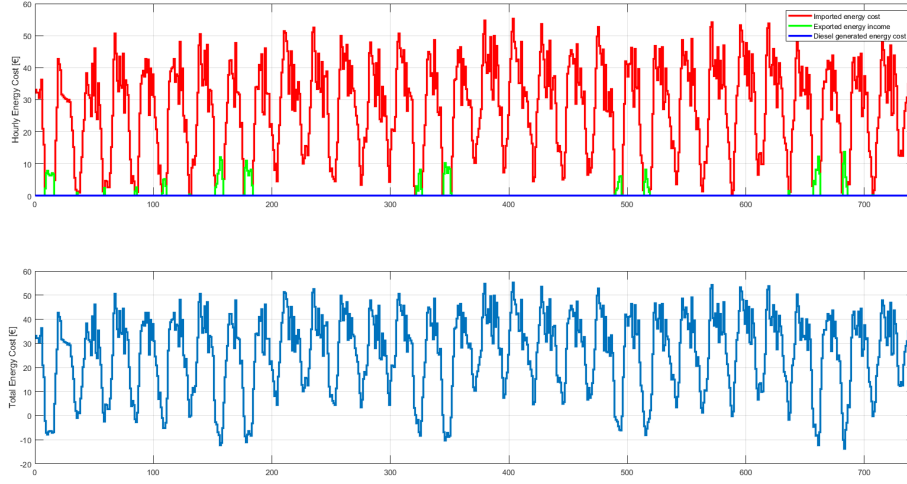


Figura 3.14: Imporazione ed esportazione dell'energia e costo totale dell'energia. Configurazione senza batteria e $c_f = 0.45$ €/kWh

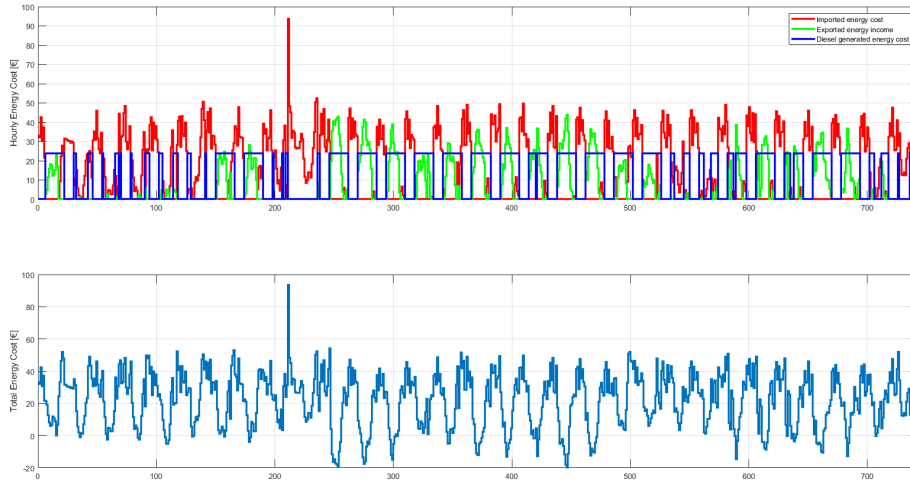


Figura 3.15: Imporazione ed esportazione dell'energia e costo totale dell'energia. Configurazione senza batteria e $c_f = 0.30$ €/kWh

Per quanto riguarda l'impatto del sistema di accumulo possiamo dedurre che la presenza della batteria riduce moderatamente i costi energetici (circa 34 €/mese con carburante a 0.45 €/kWh), ma il vantaggio diventa significativo (315 €/mese) con un prezzo del diesel più basso (0.30 €/kWh). Ciò evidenzia che la batteria è economicamente vantaggiosa soprattutto in scenari con carburante economico, permettendo all'ottimizzatore di sfruttare il diesel per ricaricarla e esportare energia accumulata. Senza batteria, il profilo di importazione energetica risulta più volatile, riflettendo direttamente la variabilità dei carichi.

Allo stesso tempo il generatore diesel ricopre un ruolo piuttosto subordinato al prezzo del carburante. A un prezzo elevato (0.45 €/kWh), il generatore non viene attivato, neanche in assenza della batteria. Mentre, con prezzo ridotto (0.30 €/kWh), il generatore viene utilizzato strategicamente, specialmente in combinazione con la batteria, ma non

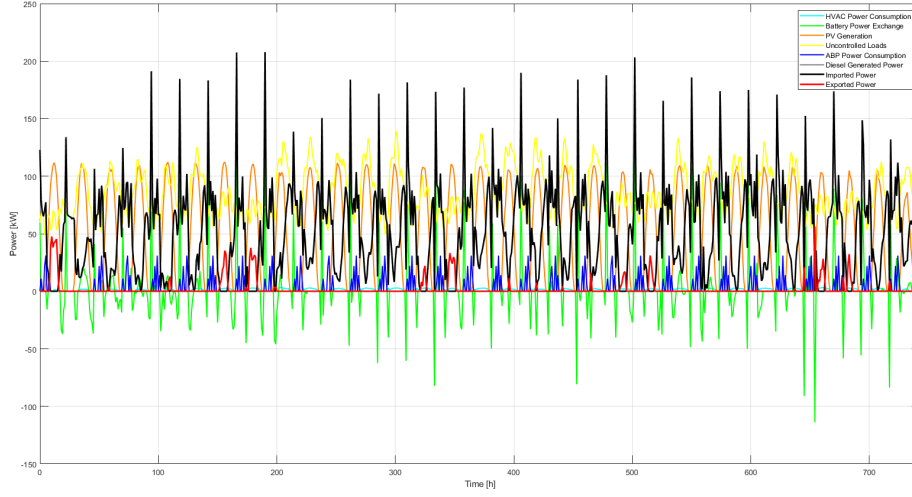


Figura 3.16: Profilo dello scambio energetico delle componenti del sistema. Configurazione con batteria e $c_f = 0.45 \text{ €/kWh}$

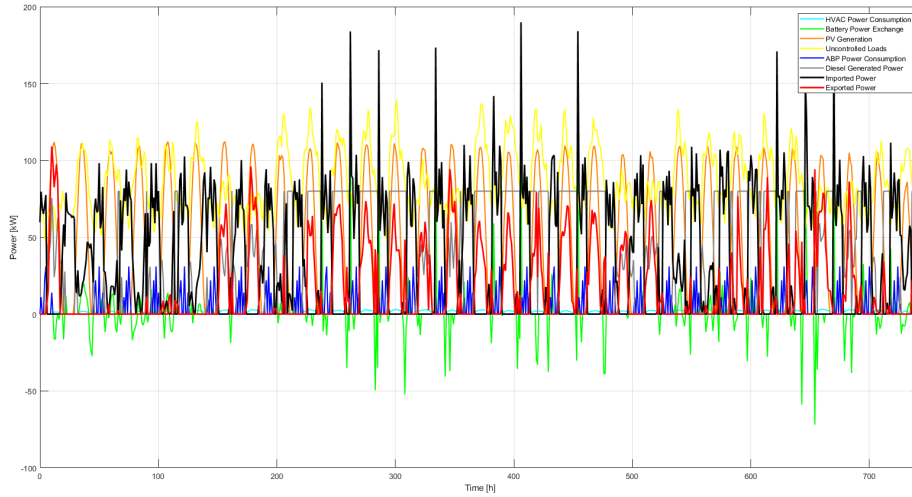


Figura 3.17: Profilo dello scambio energetico delle componenti del sistema. Configurazione con batteria e $c_f = 0.30 \text{ €/kWh}$

diventa la fonte primaria, mantenendo un ruolo complementare.

Circa il sistema HVAC si sono evidenziate delle criticità: la gestione degli orari di attivazione/spegnimento è cruciale per evitare violazioni termiche. L'introduzione della variabile $\varepsilon(j)$ ha garantito la stabilità del sistema rilassando i vincoli durante i periodi di inattività. Contemporaneamente si è evidenziato che una schedulazione non ottimale del processo industriale (es. processi industriali notturni) potrebbe migliorare l'esportazione di energia rinnovabile, sebbene configga con le logiche "green". Tuttavia, in ogni caso, la scelta tra strategie economiche (es. uso del diesel) e sostenibili (es. priorità al fotovoltaico) richiede un bilanciamento, anche perché le simulazioni mostrano che, anche con carburante economico, l'energia rinnovabile rimane predominante. Inoltre, l'esportazione di energia è limitata a brevi periodi di surplus, indicando potenziali benefici da un ampliamento della capacità di accumulo o da una migliore sincronizzazione dei carichi o una migliore

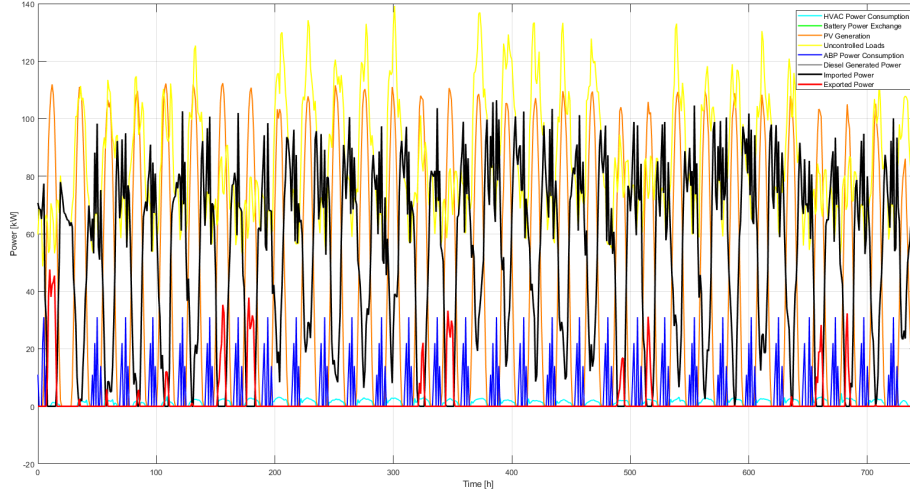


Figura 3.18: Profilo dello scambio energetico delle componenti del sistema. Configurazione senza batteria e $c_f = 0.45 \text{ €/kWh}$

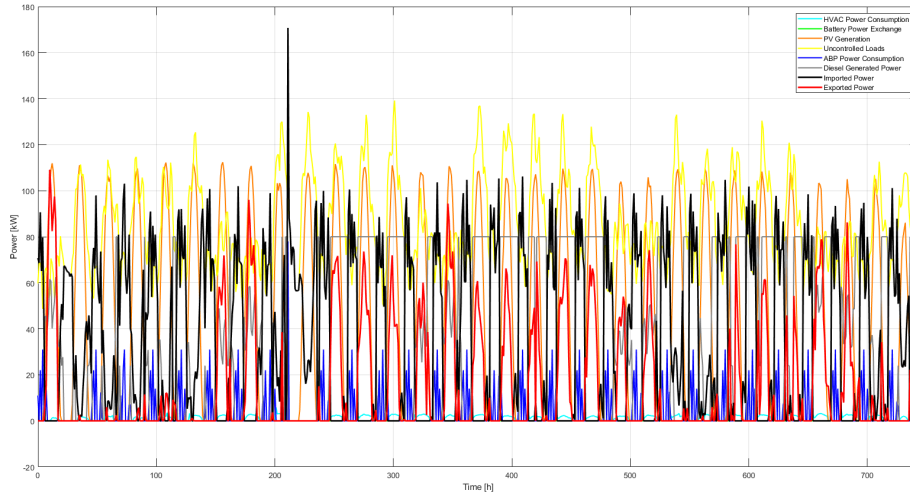


Figura 3.19: Profilo dello scambio energetico delle componenti del sistema. Configurazione senza batteria e $c_f = 0.30 \text{ €/kWh}$

schedulazione degli stessi (es. HVAC, ABP).

Infine, l'uso di reti neurali con orizzonti temporali distinti (24h per gli uffici, 96h per l'irraggiamento) ha ottimizzato le prestazioni di forecasting, nonostante la limitazione ai dati di Luglio e Agosto. Le discrepanze tra previsioni e valori reali (es. picchi di esportazione non anticipati) suggeriscono margini di miglioramento nei modelli, specialmente per eventi imprevedibili come l'avvio casuale di processi industriali.

Ulteriori simulazioni che possono migliorare l'analisi del sistema potrebbero riguardare: la valutazione di un ampliamento della capacità della batteria per sfruttare appieno il potenziale di ottimizzazione; la variazione della schedulazione dei processi industriali in fase notturna per valutare l'esportazione diurna di energia rinnovabile; la sostituzione del generatore diesel con altre fonti rinnovabili (es. eolico) analizzando l'influenza del sistema di accumulo e la sua capacità.