

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI NAPOLI FEDERICO II



SCUOLA POLITECNICA E DELLE SCIENZE DI BASE

**CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN
INGEGNERIA PER L'AMBIENTE E IL TERRITORIO**

DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA CIVILE EDILE E AMBIENTALE

TESI

**ANALISI DINAMICA DI UNA RETE ELETTRICA RESIDENZIALE BASATA SU SISTEMI
FOTOVOLTAICI E BATTERIE AL LITIO**

RELATORE

CH.MO PROF. ING FRANCESCO CALISE

CANDIDATO

MAIONE ALESSANDRO

MATR. M67/366

CORRELATORE PROF.ING. ANGEL BAYOD

CORRELATORE ING. FRANCESCO L. CAPPIELLO

CORRELATORE ING. MARIA VICIDOMINI

ANNO ACCADEMICO 2018/2019

Il presente lavoro di tesi è stato sviluppato durante il periodo di tirocinio presso l'università spagnola di Zaragoza. Nell'ambito del lavoro svolto sono stati portati avanti due progetti: il primo consiste nella modellazione dinamica di un impianto di poligenerazione presente nell'università spagnola; il secondo, ha avuto come primo sviluppo un'analisi qualitativa sui consumi elettrici di sei unità abitative svolto sulla piattaforma Excel con la supervisione del Professor Angel Bayod, mentre ha avuto come secondo sviluppo la modellazione dinamica dello stesso caso studio attraverso il programma TRNSYS.

Le numerose fonti di energia e le avanzate tecniche di sfruttamento hanno dato vita ad un'evoluzione sociale e culturale, in continua crescita e pertanto accompagnata da un conseguente aumento del fabbisogno energetico. La disponibilità e l'uso dell'energia varia fortemente nelle diverse aree del pianeta e, al di là degli aspetti politici ed economici, i problemi energetici, ma soprattutto ambientali, assumeranno, nei prossimi decenni del XXI secolo, una rilevanza che coinvolgerà il nostro modo di vivere.

La domanda di fonti primarie di energia è correlata al Prodotto Interno Lordo dei singoli Stati: i Paesi occidentali dell'OECD (Organisation for Economic Cooperation and Development) consumano circa il 40% dell'energia mondiale prodotta, mentre la percentuale per Africa e America Latina si riduce al 5.5% e al 4.6%.

Entrando più nel dettaglio, un abitante della Terra nel 2014 mediamente consumava 1,9 toe, con un range che va dai 4,19 toe per i paesi OECD e circa 0,7 toe per i paesi dell'Africa e dell'Asia (IEA, Key World Energy Statistics, 2014).

Questa grande disparità lascia facilmente presagire che se tutti i Paesi del mondo raggiungessero lo stesso livello di sviluppo, il consumo energetico crescerebbe in maniera esponenziale, con le relative conseguenze sia economiche che ambientali.

L'Agenzia Internazionale dell'Energia, uno dei più importanti istituti di ricerca che si occupa degli studi sull'energia, prevede che entro il 2020 il consumo mondiale di energia aumenterà del 65% rispetto ai livelli attuali.

Nonostante l'elevato costo dell'energia, il fabbisogno energetico è in continuo aumento soprattutto nei Paesi emergenti e in quelli in via di sviluppo, come conseguenza inevitabile dell'incremento demografico, dell'impulso economico, dell'aumento di urbanizzazione, di industrializzazione e di benessere.

L'Unione europea ha imposto degli obiettivi per il 2030 come ad esempio: efficienza energetica ($> 27\%$), utilizzo delle energie rinnovabili ($> 30\%$) ed emissioni di CO_2 ($< 40\%$).

Un caso di una possibile soluzione agli obiettivi futuri è stato sviluppato in questo lavoro ed è un esempio di microgrid, sistemi di piccole dimensioni, indipendenti e integrati in contesti antropizzati urbani o rurali, in grado di produrre e stoccare l'energia in maniera autonoma, interconnessi tra di loro e con la rete di distribuzione. Questa è la soluzione per la quale si prevede il massimo sviluppo nei prossimi 15/20 anni e che, a livello di investimenti globali, supererà la soluzione tradizionale legata alla rete nazionale.

Un primo passo nello sviluppo di questo modello è stata l'analisi qualitativa dei consumi di sei residenze attraverso il programma Excel; per i dati di produzione elettrica sono stati presi in considerazione i dati forniti dall'impianto di

poligenerazione, dato che questa parte del lavoro è stata sviluppata presso l'università spagnola.

La prima fase del lavoro consiste nel raccogliere dati di consumi esclusivamente elettrici sufficienti alla modellazione proposta; sono stati forniti, sia da parte dell'università di Napoli sia da parte della facoltà spagnola, una serie di dati così suddivisi: 3 domande elettriche da parte di 3 differenti alberghi (quindi richieste elettriche notevoli), 6 richieste da parte di altrettante case indipendenti e una notevole quantità di dati parziali (non erano presenti le richieste di tutte le ore dell'anno). Per il lavoro svolto si è deciso di utilizzare le 6 domande elettriche che avevano una richiesta complessiva di 35516 kWh/anno.

I dati scelti sono richieste elettriche orarie per un intero anno, quindi 8760 ore; alcuni di questi erano sotto forma di consumi minutali, quindi è stata effettuata una prima trasformazione da consumi minutali a consumi orari. Una volta completata questa operazione si è passati all'organizzazione completa delle 6 richieste che erano così suddivise: 1,2,3 unità abitative monofamiliari; 4,5,6 unità abitative plurifamiliari.

Sfruttando l'impianto di poligenerazione dell'università spagnola è stata effettuata una prima analisi qualitativa sui dati di produzione dell'impianto presente e i dati delle 6 abitazioni per poter confrontare consumi e generazioni. Sono così stati calcolati: energia consumata, energia prodotta, energia comprata dalla rete, energia venduta alla rete, fattore di autonomia e fattore di autoconsumo.

	CASA 1	CASA 2	CASA 3	CASA 4	CASA 5	CASA 6
E consumata (kWh)	3147	1515	2252	9770	9402	9430
E prodotta (kWh)	2569	2569	2569	2569	2569	2569
E comprata (kWh)	1992	755	1017	7867	7420	7404
E venduta (kWh)	1415	1806	1331	663	586	540
F autonomia (%)	37	50	55	19	21	21
F autoconsumo (%)	45	30	48	74	77	79

Tabella 1 – Valori di consumo, produzione, vendita e acquisto di energia, autonomia e autoconsumo per ogni residenza.

Successivamente si è passati ad una modellazione attraverso il programma di simulazione TRNSYS; è un software di simulazione completo ed estensibile pensato per l'analisi e la simulazione delle prestazioni transitorie di sistemi energetici il cui comportamento sia variabile nel tempo. È utilizzato da ingegneri e ricercatori di tutto il mondo per convalidare nuovi concetti energetici dai sistemi solari per la produzione di acqua calda sanitaria o energia elettrica, al progetto e la simulazione degli edifici a basso consumo energetico e delle loro attrezzature, comprese le strategie di controllo, il comportamento degli occupanti, i sistemi di energia alternativa (eolica, solare,

fotovoltaico, impianti a idrogeno), cogenerazione, celle a combustibile. Un sistema definito in TRNSYS si presenta costituito da una serie di componenti, collegati tra loro in modo opportuno al fine di poterne simulare le prestazioni.

Il caso preso in considerazione per il modello, oltre ai carichi dell'utenza, presenta un sistema composto da pannelli fotovoltaici per una dimensione di $90,1 \text{ m}^2$, due batterie al litio (una ausiliare) per una capacità di $45,5 \text{ kWh}$, un regolatore, un inverter, il tutto collegato in un unico punto alla rete elettrica nazionale.

I dati di produzione elettrica sono stati elaborati utilizzando dati meteo della città di Napoli. I collettori fotovoltaici producono solo energia elettrica e quest'elettricità viene utilizzata per alimentare i dispositivi elettrici dell'utenza considerata, mentre l'eccesso di produzione viene immagazzinato nel sistema di accumulo dell'energia. Questo è costituito da batterie al litio, che, durante le ore di bassa produzione di elettricità dei pannelli PV, consentono di migliorare l'indipendenza del sistema dalla rete pubblica. Infine è importante precisare che il sistema interagisce con la rete elettrica nazionale in caso di integrazione o di vendita dell'energia elettrica in eccesso.

Il modello sviluppato è stato adattato ad un opportuno caso studio, nello specifico sono state considerate le sei residenze, tre di tipo monofamiliari e tre di tipo multifamiliari (con relativi consumi elettrici maggiori), tutte situate nella zona di Napoli. Essendo residenze, presentano dei consumi decisamente maggiori nel periodo invernale rispetto al periodo estivo. Il carico elettrico assunto per le simulazioni è un carico elettrico misurato reale orario.

La batteria presa in considerazione per il caso studio è quella equipaggiata per la Renault Zoe 40 con una capacità della batteria agli ioni di litio pari a $45,5 \text{ kWh}$.

Per quanto riguarda il sistema di riferimento: le utenze hanno le stesse caratteristiche del caso proposto, ma le richieste elettriche sono completamente soddisfatte dalla rete nazionale.

Tutti i componenti sono simulati attraverso type specifici di TRNSYS; di seguito vengono elencati alcuni dei type principali:

- Il type 94a, che è incorporato nella libreria TRNSYS TESS, modella le performance del campo fotovoltaico. Questo type utilizza il cosiddetto modello a "quattro parametri". Si presume che la pendenza della curva IV in condizione di cortocircuito è zero. I quattro parametri utilizzati in questo modello sono: i) $I_{L,ref}$, la fotocorrente del modulo alle condizioni di riferimento; ii) $I_{0,ref}$, la corrente di saturazione inverso del diodo alle condizioni di riferimento; iii) γ , PV empirica parametro della curva-montaggio e iv) R_s , la resistenza serie modulo. Questi parametri sono calcolati secondo il type 94a dai dati dei produttori, per generare la curva IV ogni istante.

- Molto spesso in un impianto fotovoltaico c'è la necessità di due dispositivi: il sistema di regolazione che distribuisce energia elettrica prodotta dal fotovoltaico dalla cella alla batteria (o più in generale al sistema di accumulo dell'energia elettrica), ed un secondo componente che è rappresentato da un inverter, il quale converte l'energia elettrica continua (DC) in energia elettrica alternata (AC) per poi inviarla all'utenza.

Il modello Type 48 funge sia da regolatore che da inverter, e può operare secondo 4 modalità.

- Il type 47 rappresenta un sistema di accumulo a batterie al litio che opera in combinazione con un campo fotovoltaico e componenti di regolazione di potenza. Esso specifica come lo stato di carica della batteria varia nel tempo, generando negli output il tasso di scarica/carica.

- Il type 9 è stato utilizzato per leggere i dati di consumo elettrico delle abitazioni considerate; questo componente ha lo scopo di leggere i dati a intervalli di tempo regolari da un file di dati, convertirlo in un sistema di unità desiderato e renderlo disponibile al altri componenti TRNSYS come funzioni di forzatura che variano nel tempo.

- Il type “contatore generale” è una delle calcolatrici del modello TRNSYS del caso studio insieme alle calcolatrici “EnergyPrim” ed “economic”; contiene tutte le equazioni riguardanti la ripartizione dell’energia.

Dopo aver completato il modello di simulazione, per prima cosa sono state effettuate le simulazioni sul generico sistema innovativo. In seguito per comprendere meglio il comportamento del sistema sono state svolte alcune analisi parametriche facendo variare sia la dimensione del sistema di accumulo elettrico, sia la dimensione del campo fotovoltaico e sia entrambi contemporaneamente mantenendo il rapporto kWh/kWp pari a 3,21, quello del caso studio.

Il sistema innovativo nella configurazione standard produce 24110 kWh/anno di energia elettrica tramite i pannelli fotovoltaici; di questa quantità, l’87% (21100 kWh) viene autoconsumato, il 5% (1134 kWh) è in eccesso e quindi venduto alla rete mentre l’8% (1976 kWh) viene perso a causa delle efficienze dei vari componenti elettrici utilizzati (efficienza di conversione dell’inverter, efficienza del regolatore, efficienza di carica e scarica della batteria al litio). Il 47% del carico dell’utenza è soddisfatto dalla rete, mentre il 53% è autoconsumato. Di quest’ultimo, il 33% è fornito dal campo fotovoltaico e il restante 20% è fornito dal sistema di accumulo al litio. Dai valori ottenuti del PES e dal ΔE_p si evince che con un impianto come quello proposto è possibile avere un risparmio notevole in termini di energia primaria di circa 133803 kWh/anno, con un PES dell’80%.

Il costo capitale del sistema innovativo è di circa 46000 €, con un risparmio economico annuo rispetto al sistema tradizionale di riferimento di 3835 €/anno ed un tempo ritorno (SPB) di 12 anni. Il sistema presenta un indice di profitto molto basso, pari a 0,04. Praticamente da un punto di vista solo economico, tralasciando le analisi energetiche e ambientali, l’investimento è poco redditizio. Si hanno dei risultati completamente diversi nel caso in cui l’investitore può servirsi di una incentivazione nella costruzione dell’impianto innovativo. Infatti con un incentivo del 50% sui costi di acquisto dei pannelli fotovoltaici, dell’inverter e del sistema di accumulo di energia elettrica, il tempo di ritorno si riduce a 6 anni e soprattutto il VAN e l’IP diventano rispettivamente 24193 € e 1,06. Così facendo l’investitore avrebbe dei notevoli vantaggi anche dal punto di vista economico oltre che dal punto di vista ambientale ed energetico.

Nella prima analisi parametrica è stata fatta variare la dimensione del sistema di accumulo elettrico.

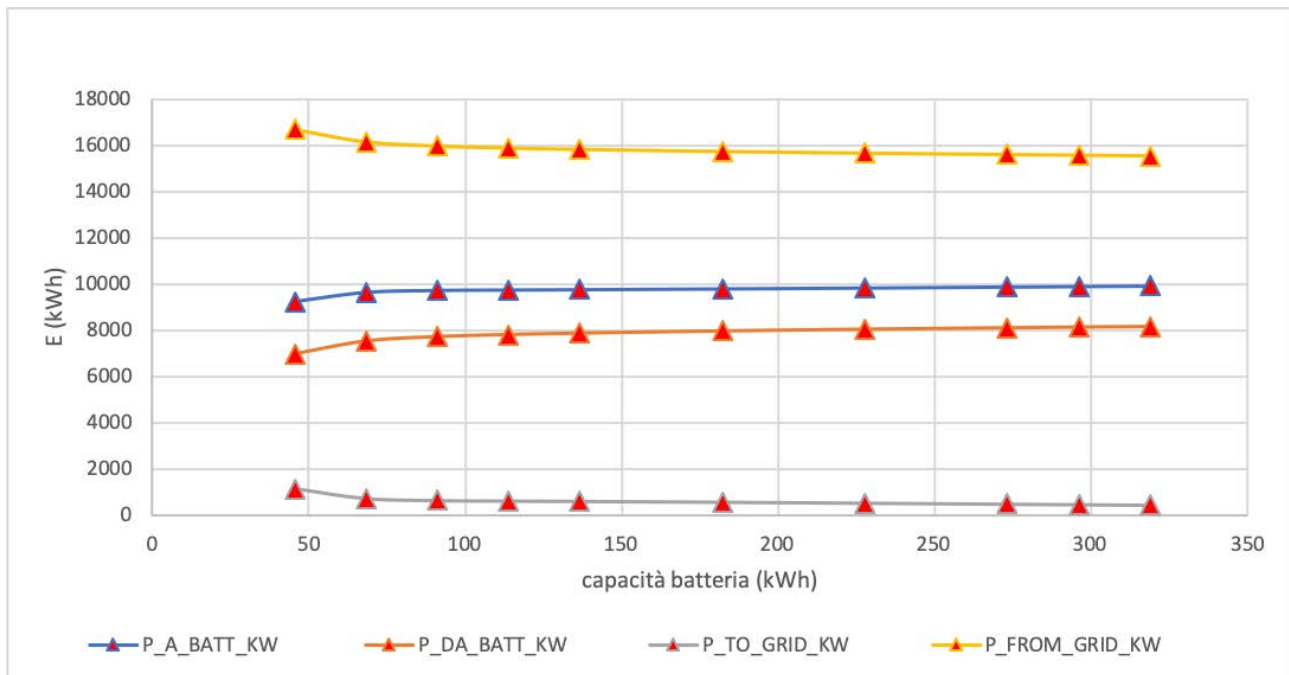


Figura 1 - Risultati energetici annuali al variare della dimensione della batteria.

L'energia totale richiesta alla rete dal sistema proposto all'aumentare della capacità della batteria rimane più o meno costante. Questo comportamento è facilmente spiegabile, infatti all'aumentare della capienza della batteria aumenta la quantità di energia che essa può accumulare, in caso di energia fotovoltaica prodotta superiore alla richiesta del sistema. Quindi, essendo più capiente, la batteria, a parità di tutte le altre condizioni, avrà bisogno di più energia per essere caricata completamente e quindi raggiungerà il SOC limite massimo più lentamente, quindi con minore frequenza il fotovoltaico sarà in grado di ricaricare completamente il sistema di accumulo principale.

Lo stesso comportamento lo si nota nel PES. All'aumentare della dimensione della batteria, il risparmio energetico rimane più o meno costante e si attesta su un valore dell'81%, dato che come detto in precedenza l'apporto della rete diminuisce all'aumentare della capienza della batteria fino ad assumere un valore minimo del 44%.

L'aliquota fornita dal fotovoltaico alle residenze rimane costante al 33% perché non cambia l'energia assorbita dall'utenza al variare della capacità; il contributo della batteria al litio, come ci si aspettava, cresce al crescere della capacità fino alla saturazione dove presenta un valore pari al 23%.

Se si fa riferimento all'autonomia complessiva del sistema, questa non cambia sostanzialmente passando dal 53 al 56%; stesso andamento del fattore di autoconsumo che passa dal 95 al 98%.

Quindi, in questo layout, solo per piccole capienze la tecnologia proposta, ed in particolar modo la batteria, offre un contributo piccolo ma non trascurabile, avendo il valore massimo (20%) per la capienza minima (45,5kWh). Anche se bisogna specificare che i calcoli per capacità così piccole della batteria sono stati effettuati solo per capire il comportamento del sistema quando questo si avvicina all'ipotesi di

mancanza del sistema di accumulo, infatti non è pensabile utilizzare una batteria da 45,5 kWh per una utenza che ha un carico elettrico annuale di circa 35000 kWh.

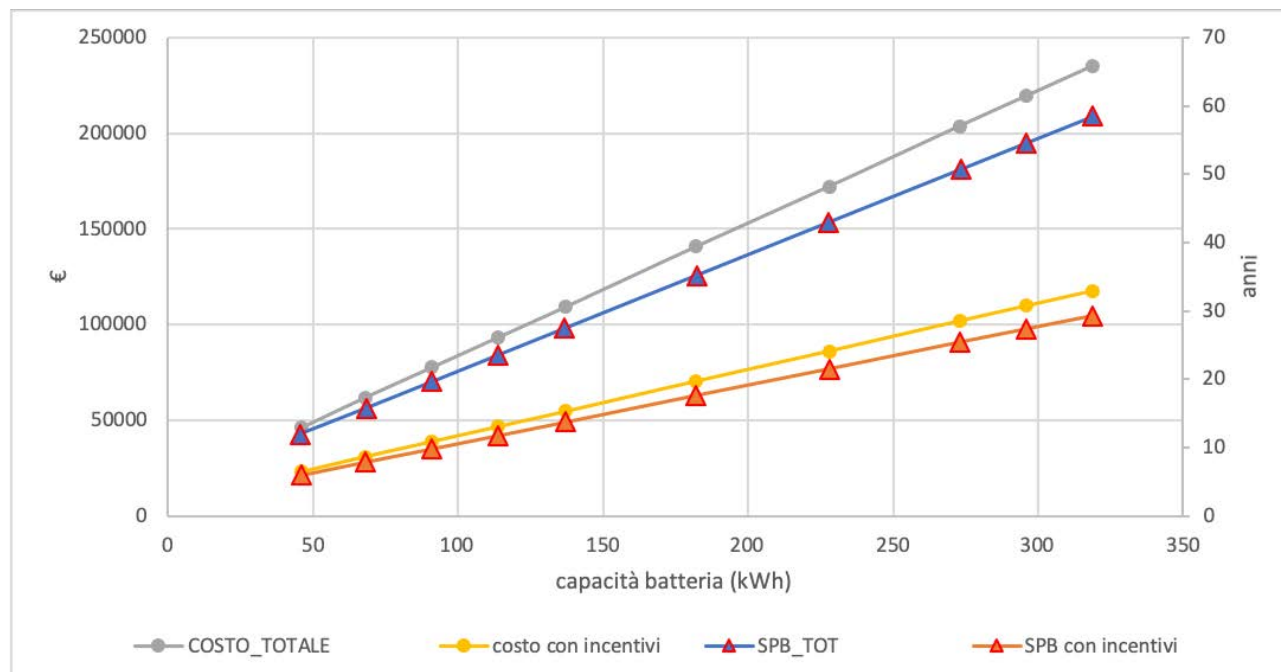


Figura 2 – Investimento e SPB al variare della capacità della batteria.

Dal punto di vista dell'analisi economica, il SPB è direttamente proporzionale all'investimento e inversamente proporzionale al risparmio annuo, infatti cresce all'aumentare dell'investimento, cioè all'aumentare della capienza della batteria, raggiungendo addirittura valori maggiori della vita utile dell'opera, cioè valori superiori a 20 anni.

Per quanto riguarda il risparmio annuo, rimane pressochè costante, arrivando ad un massimo di 4023 € per la dimensione massima di batteria (319 kWh). La richiesta di integrazione totale alla rete rimane costante all'aumentare della capienza della batteria, quindi l'aumento dell'investimento non porta nessun beneficio dal punto di vista economico. Pertanto, anche il VAN peggiora al crescere della dimensione della batteria, diventando addirittura negativo per capienze appena superiori a quelle del caso studio (45,5 kWh). Di conseguenza anche l'altro indice economico, IP, risulta avere lo stesso andamento. Infatti l'aumento legato alla batteria fa crollare l'indice di profitto, il quale risulta essere massimo (0,04) per un sistema d'accumulo piccolissimo, praticamente in assenza della batteria. Anche qui, ovviamente, superata la capacità assoluta di 45,5 kWh, i valori diventano negativi.

Tutti gli indici economici migliorano notevolmente in caso di incentivi del 50%, tanto che VAN e IP assumono valori negativi solo per capacità superiori a 114 kWh.

Infine, ricapitolando, i risultati migliori dal punto di vista economico si hanno nel caso in cui la capienza della batteria è piccolissima, quasi nulla, tanto da poter paragonare questo caso al comportamento del sistema in assenza del sistema di accumulo. SPB, VAN e IP valgono rispettivamente 12 anni, 1912 € e 0,04 nel caso di assenza di incentivi. Viceversa nel caso incentivato assumono i valori di 6 anni, 24953 € e 1,08.

Nella seconda analisi parametrica è stata fatta variare la dimensione del campo fotovoltaico.

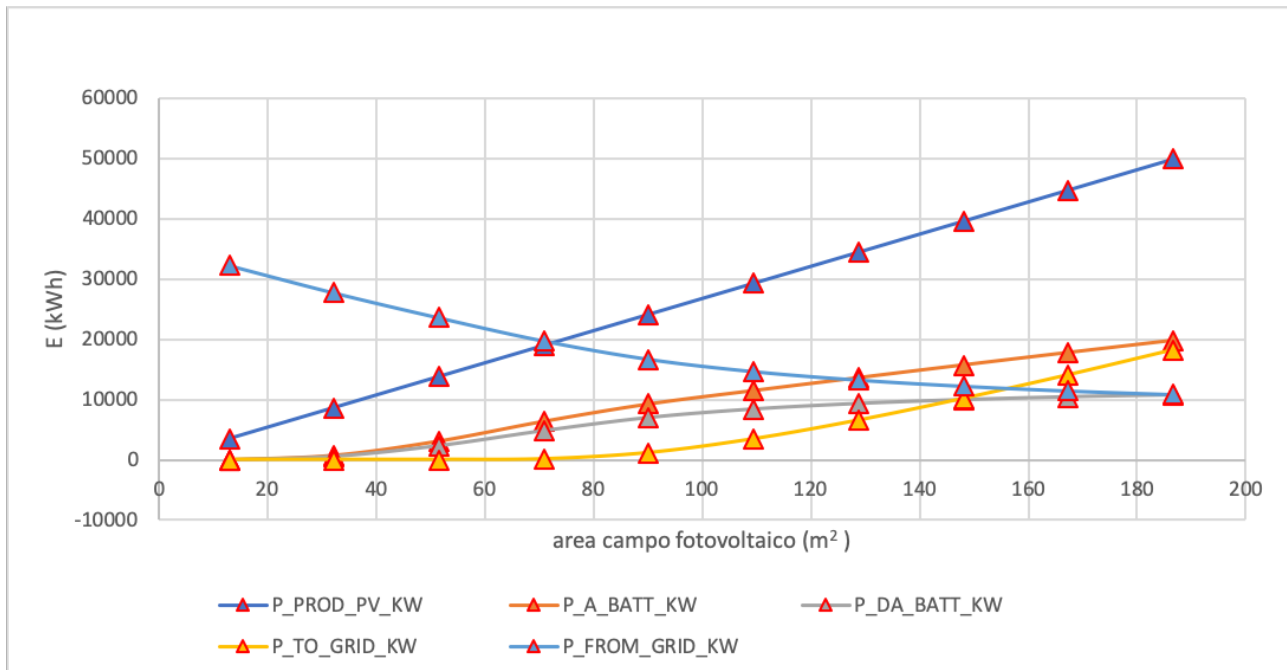


Figura 3 - Risultati energetici annuali al variare della dimensione del campo fotovoltaico.

L'energia totale richiesta alla rete diminuisce notevolmente arrivando ad un valore minimo di 10824 kWh/anno. Questo comportamento è facilmente spiegabile, infatti all'aumentare della dimensione dei pannelli aumenta la quantità di energia prodotta in modo esponenziale.

Per quanto riguarda il PES, questo arriva ad essere del 110% per il caso di dimensione massima di 187 m² ed il risparmio di energia primaria è di circa 185000 kWh.

L'apporto della rete nazionale scende fino ad arrivare ad un valore del 31 %; la batteria riesce a coprire la richiesta dell'utenza per il 30 % nel caso di dimensione massima, mentre l'energia prodotta raggiunge un'aliquota del 39 % della copertura totale.

Se si fa riferimento all'autonomia complessiva del sistema, questa cambia radicalmente passando dal 9 % per la dimensione minima di 13 m² al 69 % per il caso di campo fotovoltaico di 187 m²; il conseguente autoconsumo passa dal 100 % al 64% (riusciamo quindi a vendere il 36 % dell'energia prodotta).

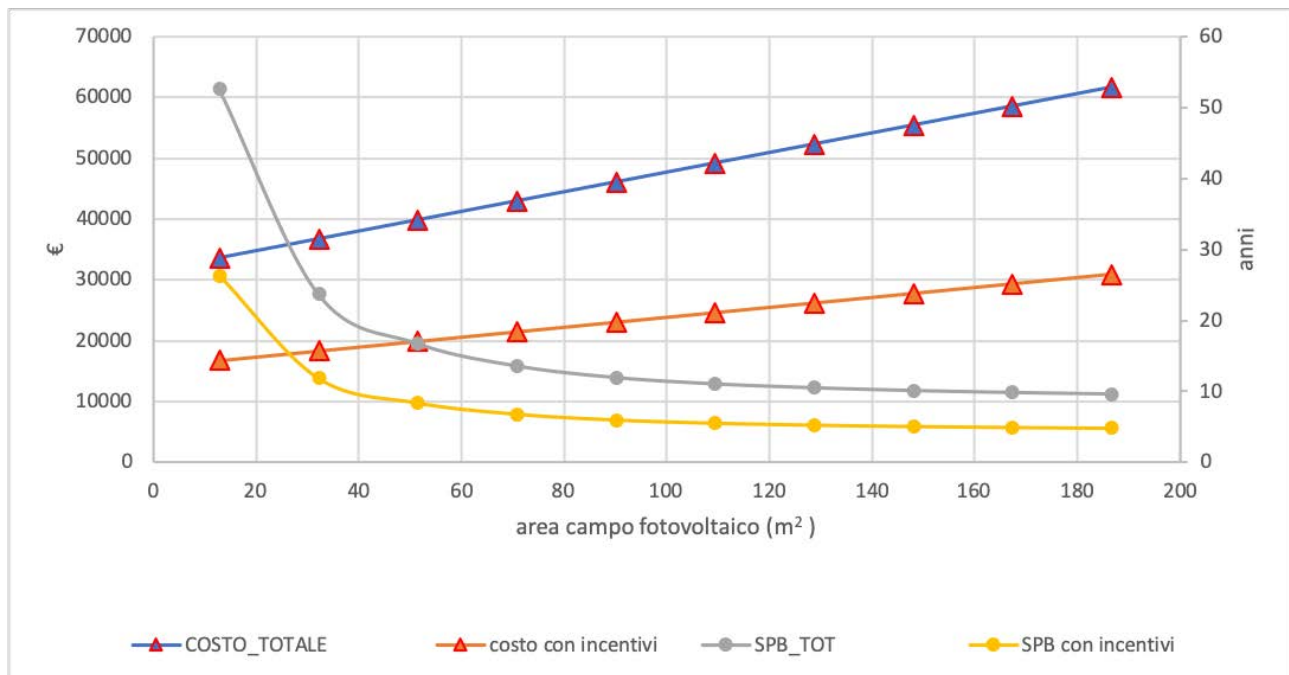


Figura 4 – Investimento e SPB al variare della dimensione del campo fotovoltaico.

Dal punto di vista economico, il SPB diminuisce all'aumentare della dimensione e per un campo fotovoltaico superiore ai 130 m² vale 10 anni.

Per quanto riguarda il risparmio annuo, questo cresce fino ad un massimo di 6394 €. La richiesta di integrazione totale alla rete diminuisce, quindi l'aumento dell'investimento porta ad un beneficio dal punto di vista economico.

Pertanto anche il VAN migliora al crescere della dimensione del campo fotovoltaico, raggiungendo un valore pari a 17982 €, di conseguenza anche l'altro indice economico IP, risulta avere lo stesso andamento; infatti, l'aumento legato alla produzione fotovoltaica fa crescere l'indice di profitto, il quale risulta essere massimo (0,29) per una dimensione del campo fotovoltaico molto grande (187 m²). In questo caso i valori di VAN e IP sono negativi per dimensioni del campo inferiori a quelle del caso studio (90,1 m²).

Tutti gli indici economici migliorano notevolmente in caso di incentivi del 50%, tanto che VAN e IP assumono valori negativi solo per dimensioni del campo fotovoltaico di 13 m².

Infine, ricapitolando, i risultati migliori dal punto di vista economico si hanno nel caso in cui la dimensione del campo è massima. SPB, VAN e IP valgono rispettivamente 10 anni, 17982 € e 0,29 nel caso di assenza di incentivi. Viceversa nel caso incentivato assumono i valori di 5 anni, 48823 € e 1,58.

Nell'ultima analisi parametrica è stata fatta variare sia la dimensione del campo fotovoltaico, sia la capacità del sistema di accumulo, mantenendo il rapporto kWh/kWp costante e pari a 3,21.

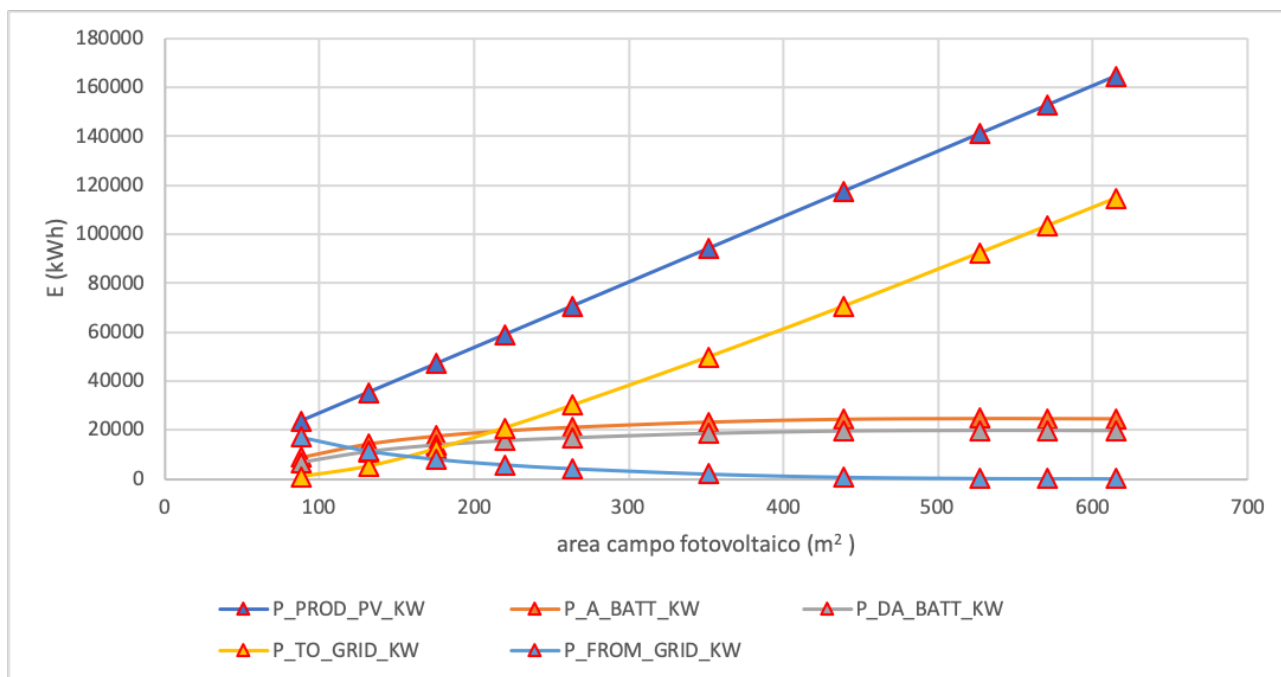


Figura 5 - Risultati energetici annuali al variare della batteria e del campo fotovoltaico.

L'energia totale richiesta alla rete diminuisce notevolmente arrivando ad un valore nullo nel caso di capacità e dimensione del campo massimi (319 kWh e 615 m²). Questo comportamento è facilmente spiegabile, infatti all'aumentare della dimensione dei pannelli in modo considerevole (circa 3 volte la dimensione massima dell'analisi precedente) ed aumentando la capacità della batteria riusciamo ad immagazzinare una maggiore quantità di energia e contemporaneamente riusciamo a produrre molta più energia da autoconsumare.

Per quanto riguarda il PES, questo arriva ad essere del 248% per il caso di dimensione massima di 615 m² ed il risparmio di energia primaria è di circa 416000 kWh.

L'apporto della rete nazionale scende fino ad azzerarsi per dimensioni superiori ai 527 m²; la batteria riesce a coprire la richiesta dell'utenza per il 55% nel caso di dimensione massima, mentre l'energia prodotta raggiunge un'aliquota del 44% della copertura totale.

Se si fa riferimento all'autonomia complessiva del sistema, questa cambia radicalmente passando dal 52% per la dimensione minima di 90,1 m² al 100% per il caso di campo fotovoltaico di 615 m²; questo vuol dire che per dimensioni superiori ai 500 m² il sistema è completamente autonomo; il conseguente autoconsumo passa dal 96% al 30% (riusciamo quindi a vendere il 70% dell'energia prodotta).

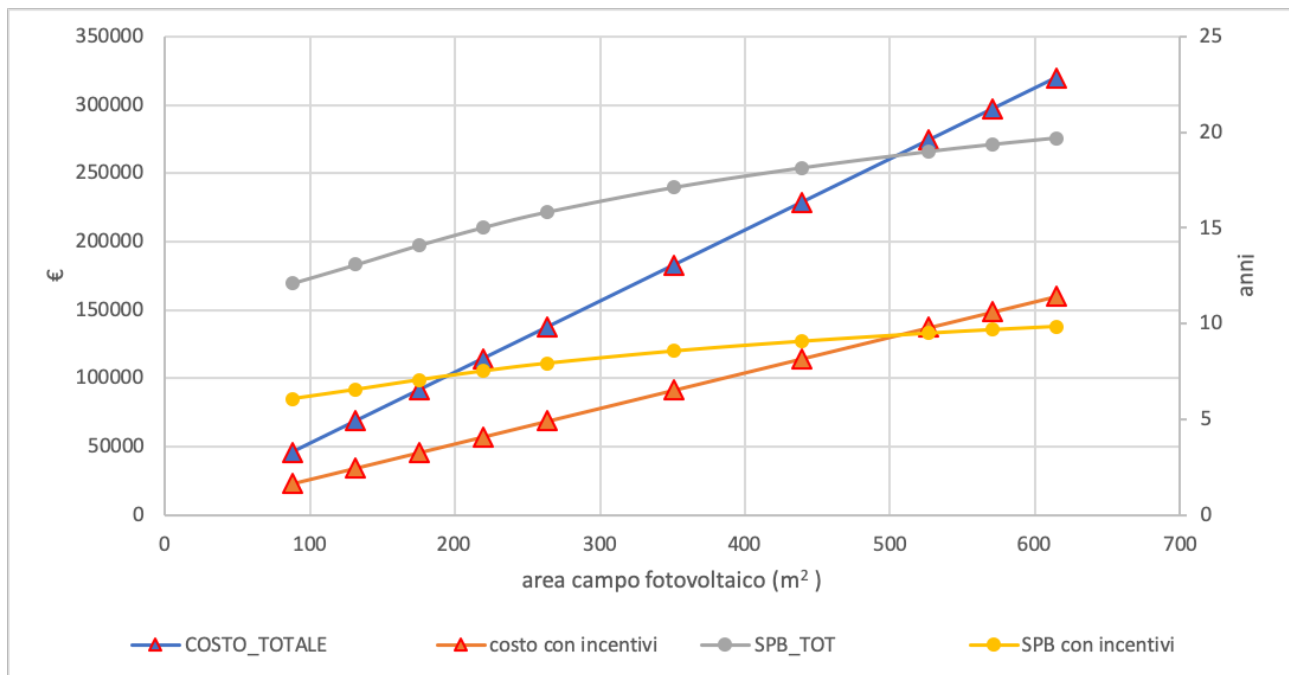


Figura 6 – Investimento e simple pay back al variare della batteria e del campo fotovoltaico.

Dal punto di vista economico, il SPB cresce all'aumentare della dimensione di batteria e campo fotovoltaico e nel caso massimo eguaglia la vita utile dell'opera (20 anni). Per quanto riguarda il risparmio annuo, questo cresce fino ad un massimo di 16254 €. La richiesta di integrazione totale alla rete diminuisce, ma i parametri economici peggiorano drasticamente al minimo aumento di batteria e pannelli rispetto al caso studio, diventando subito negativi, quindi l'aumento dell'investimento non porta ad un beneficio dal punto di vista economico.

Tutti gli indici economici migliorano notevolmente in caso di incentivi del 50%, tanto che VAN e IP non assumono mai valori negativi.

Infine, ricapitolando, i risultati migliori dal punto di vista economico si hanno nel caso in cui la dimensione del campo e della batteria sono minime. SPB, VAN e IP valgono rispettivamente 12 anni, 1335 € e 0,03 nel caso di assenza di incentivi. Viceversa nel caso incentivato assumono i valori di 6 anni, 24193 € e 1,06.

Questi risultati mostrano che il sistema proposto, per questo specifico caso studio, è un sistema conveniente dal punto di vista energetico; la convenienza dal punto di vista economico invece, in assenza di incentivi, dipende molto sia dalla dimensione del sistema di accumulo sia dalla dimensione del campo fotovoltaico. Infatti la redditività dell'investimento migliora all'aumentare del campo fotovoltaico, con una batteria molto piccola di 45,5 kWh, mentre peggiora all'aumentare del sistema di accumulo, con un campo fotovoltaico di 90,1 m². Inoltre tenendo il rapporto kWh/kWp costante a 3,21 si è visto come il caso più redditizio si ha per i valori considerati nel caso studio.