



**Politecnico
di Torino**

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica

Software applicativo per la pianificazione della generazione fotovoltaica ed eolica integrata ai sistemi di accumulo in Italia

Relatori:

Prof. Filippo Spertino
Dott. Alessandro Ciocia
Dott. Gabriele Malgaroli

Candidata:

Lara Palombo

A.a 2020/2021

Sessione di Laurea Luglio 2021



**Politecnico
di Torino**

Ai miei genitori, la più preziosa fonte di sostegno e coraggio.

A mio zio e alla forza che mi ha dato quando non ne avevo più.

*Alle mie compagne e ai miei compagni di vita, grazie per ogni momento
insieme, senza di voi il mondo sarebbe incompleto.*

Res severa gaudium magnum

Indice

1	Introduzione	10
2	Tecnologia fotovoltaica ed eolica	12
2.1	Tecnologia fotovoltaica	12
2.1.1	Radiazione solare	12
2.1.2	Cella fotovoltaica	13
2.1.3	Curva caratteristica corrente-tensione della cella solare .	16
2.1.4	Perdite nella conversione energetica	19
2.1.5	Moduli fotovoltaici	23
2.1.6	Componenti aggiuntivi per gli impianti fotovoltaici . . .	25
2.2	Tecnologia eolica	30
2.2.1	Fonte energetica	30
2.2.2	Prestazioni della turbina eolica	31
2.2.3	Conversione elettromeccanica	33
2.2.4	Calcolo della producibilità energetica di una turbina . .	34
2.3	Conversione elettronica a frequenza variabile	35
2.3.1	Inverter per funzionamento autonomo e connessione alla rete	35
2.3.2	Convertitori DC/DC (<i>MPPT</i>)	37
2.4	Accumulatori elettrochimici	38
3	Massimizzazione dell'autosufficienza	40
3.1	Sistemi di accumulo	41
3.2	Generazione combinata fotovoltaico-eolica	42
3.3	Load shifting	43
3.4	Gestione dei picchi di consumo elettrico	43
3.5	Limitazione della generazione e dell'immissione da fonti rinnovabili	45
3.5.1	Limitazione della generazione	45
3.5.2	Limitazione dell'immissione di potenza in rete	48
4	Modelli matematici impiegati per la simulazione delle RES	51
4.1	Modello di impianto eolico-FV con sistema di accumulo	51
4.2	Modello di generazione fotovoltaica	52
4.3	Modello di generazione eolica	54
4.4	Modello del sistema di accumulo	56

4.5	Gestione del sistema di accumulo	60
4.6	Modello di perdita energetica dell'inverter	66
5	Architettura codice MATLAB e GUI	67
5.1	Data Import	70
5.2	Productivity Estimation	71
5.3	Elaboration	73
5.4	Export	76
5.5	Procedura riassuntiva	78
5.6	Analisi parametrica	79
6	Casi studio: simulazioni per la pianificazione RES	81
6.1	Caso studio: Lombardia	82
6.1.1	Metodologia impiegata	84
6.1.2	Massimizzazione dell'autosufficienza	85
6.1.3	Massimizzazione del ritorno economico	90
6.2	Caso studio regionale: Italia	95
6.2.1	Metodologia impiegata	102
6.2.2	Massimizzazione dell'autosufficienza	103
6.2.3	Massimizzazione del ritorno economico	112
7	Conclusioni	118
8	Riferimenti	124

Lista delle figure

- 1: Massa d'aria
- 2: Struttura della cella FV in silicio cristallino
- 3: Circuito equivalente della cella FV
- 4: Caratteristica completa $I(U)$ della cella solare
- 5: Caratteristica $I(U)$ in funzione dell'irradianza
- 6: Caratteristica $I(U)$ in funzione della temperatura
- 7: Caratteristiche $I(U)$ di celle connesse in serie in caso di *mismatching*
- 8: Diodi di protezione parallelo
- 9: Diodi di protezione serie nel parallelo di stringhe
- 10: Scambio di energia tra impianto FV e rete per un'utenza residenziale
- 11: Velocità del vento al variare della quota e della rugosità
- 12: Funzione densità di probabilità e distribuzione di Weibull per due siti
- 13: Andamenti della velocità e pressione lungo il tubo di flusso
- 14: Curva $C_p(\lambda)$
- 15: Famiglia di curve $P_{mec}(\omega)$ per una turbina di circa 900 kW
- 16: Strutture inverter monofase e trifase
- 17: Rendimenti MPPT e conversione DC-AC
- 18: Fattore di potenza e THD
- 19: Conversione DC/DC step-down

-
- 20: Tecnologie di accumulo
 - 21: Tecniche di DR: a) *peak clipping*, b) *valley filling*, c) *load shifting*
 - 22: Profili di produzione eolica e consumo elettrico
 - 23: Sistema per la saturazione dei picchi di consumo
 - 24: Esempi di flussi energetici mensili
 - 25: Esempi di flussi energetici giornalieri senza limitazione della generazione
 - 26: Esempi di flussi energetici giornalieri dopo la limitazione della generazione
 - 27: Esempi di flussi energetici mensili
 - 28: Esempi di flussi energetici giornalieri senza limitazione dell'iniezione
 - 29: Esempi di flussi energetici giornalieri dopo la limitazione dell'iniezione
 - 30: Modello RES simulato
 - 31: Esempio di curva di potenza caratteristica di una turbina eolica
 - 32: Flow chart funzionamento sistema di accumulo
 - 33: Flow chart della struttura del codice MATLAB (1)
 - 34: Flow chart della struttura del codice MATLAB (2)
 - 35: Flow chart della struttura del codice MATLAB (3)
 - 36: Flow chart della struttura del codice MATLAB (4)
 - 37: GUI - DATA IMPORT
 - 38: GUI - PRODUCTIVITY ESTIMATION
 - 39: GUI - ELABORATION

40: GUI - EXPORT

41: Principali risultati esportati in Excel

42: Procedura di dimensionamento

43: GUI - Analisi parametrica

44: Lombardia: composizione della produzione rinnovabile per fonte

45: Lombardia: serie storica produzione rinnovabile 2000-2017

46: Pavia: massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici (1)

47: Pavia: massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici (2)

48: Lecco: massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici (1)

49: Lecco: massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici (2)

50: Pavia: massimizzazione del NPV, profili energetici (1)

51: Pavia: massimizzazione del NPV, profili energetici (2)

52: Lecco: massimizzazione del NPV, profili energetici (1)

53: Lecco: massimizzazione del NPV, profili energetici (2)

54: Potenza installata degli impianti di produzione elettrica alimentati da FER

55: Numero e potenza degli impianti fotovoltaici nelle regioni italiane

56: Distribuzione regionale della potenza installata degli impianti fotovoltaici a fine 2017

57: Evoluzione del numero e della potenza degli impianti eolici

58: Numero e potenza degli impianti eolici nelle regioni

59: Distribuzione regionale della potenza installata degli impianti eolici a fine 2017

60: Generazione e carico mensili Liguria

61: Generazione e carico mensili Puglia

62: Autoconsumo e autosufficienza mensili Liguria

63: Autoconsumo e autosufficienza mensili Puglia

64: Liguria: massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici (1)

65: Liguria: massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici (2)

66: Puglia: profili di generazione fotovoltaica ed eolica giornalieri

67: Puglia: massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici (1)

68: Puglia: massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici (2)

69: Liguria: massimizzazione del NPV, profili energetici (1)

70: Liguria: massimizzazione del NPV, profili energetici (2)

71: Puglia: massimizzazione del NPV, profili energetici (1)

72: Puglia: massimizzazione del NPV, profili energetici (2)

73: Profili PV e WT Liguria

74: Profili PV e WT Puglia

1 Introduzione

Negli ultimi due decenni la continua richiesta di energia, la carenza di combustibili fossili e la necessità di riduzione dell'impronta di carbonio, hanno portato ad una globale consapevolezza dell'importanza e della necessità di sviluppare nuove sorgenti di energia rinnovabile compatibili con la tutela ambientale.

Il dibattito sullo sfruttamento di fonti di energia rinnovabili e non rinnovabili va avanti ormai da oltre un decennio, un confronto pubblico che si aggiorna con il progredire delle tecnologie messe a disposizione.

La Commissione Europea aderisce e sostiene una visione strategica a lungo termine per un'economia prospera, moderna, competitiva e "*climate neutral*" entro il 2050 (EU *Refining Forum* 2018). Tale strategia si basa sullo stimolo e utilizzo di investimenti annuali addizionali nel sistema energetico, 2,8% del GDP (*Gross Domestic Product*) al 2018, per la modernizzazione e *decarbonizzazione* dell'economia EU con un impatto positivo sul GDP fino al 2% e altri importanti benefici sulla riduzione dell'importazione di energia.

Si tratta, dunque, della pianificazione di un processo di elettrificazione del sistema energetico europeo, del settore industriale, civile e del trasporto, per la riduzione dell'80% delle emissioni di gas serra entro il 2050; tale pianificazione prevede la focalizzazione sull'efficienza energetica in tutti i settori, mobilità pulita e connessa, economica circolare, nuove infrastrutture ed inter-conessioni, bio-economia, cattura e stoccaggio del carbonio per le rimanenti emissioni e distribuzione e sfruttamento massiccio di fonti di energia rinnovabili (**RES**, *Renewable Energy Sources*).

Sulla linea di tali politiche energetiche europee, negli ultimi decenni, grazie allo sviluppo delle tecnologie, le utenze sono in grado sempre più di produrre, consumare o stoccare in modo decentralizzato la propria energia elettrica; si tratta, dunque, del concetto di *autosufficienza* (SS, *Self-Sufficiency*), modello di successo in quanto le tecnologie ad energia rinnovabile, in particolar modo il fotovoltaico, hanno raggiunto, in sempre più paesi, un costo unitario dell'energia elettrica pari o inferiore a quello dell'energia assorbita dalla rete garantendo un vantaggio economico ai consumatori.

Questo lavoro di tesi consiste nella pianificazione a lungo termine della generazione da fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaico ed eolico, abbinata all'utilizzo di sistemi di accumulo elettrochimico per diversi siti di installazione in base alle risorse presenti nel territorio e al fabbisogno energetico.

A tale scopo viene sfruttato un software MATLAB, con relativa interfaccia gra-

fica per l'utente (*GUI*, Graphic User Interface), la cui esecuzione ha come obiettivo la definizione del portfolio di generazione ottimale per il miglior soddisfacimento del consumo elettrico tramite la generazione da fonti rinnovabili e la valutazione dell'utilizzo dei sistemi di accumulo per un numero elevato di siti di installazione.

Si tratta, dunque, di un processo di ottimizzazione delle taglie degli impianti di produzione che considera dei vincoli di natura tecnica ed economica e che segue due possibili funzioni obiettivo, la massimizzazione del livello di autosufficienza ottenibile o del ritorno economico dell'investimento.

Le simulazioni effettuate vengono eseguite mediante interfaccia grafica tramite cui l'utente ha la possibilità di effettuare delle scelte che modificano la modalità di esecuzione del codice MATLAB senza dover intervenire manualmente sullo *script* e attivare o disattivare ogni sezione del codice desiderata. 96

2 Tecnologia fotovoltaica ed eolica

2.1 Tecnologia fotovoltaica

2.1.1 Radiazione solare

La radiazione solare è l'energia radiante emessa dal Sole, il cui comportamento è ben approssimato da quello di un corpo nero, dunque un emettitore ideale, alla temperatura di circa 5800 K. Tale energia viene generata dalle reazioni di fusione che avvengono nel nucleo solare le quali producono radiazioni elettromagnetiche ($g(\lambda)$ in $\frac{W}{m^2\mu m}$) di diverse frequenze e lunghezze d'onda λ ; in particolare la potenza totale proveniente da una sorgente radiante che investe un'area unitaria è detta *irradianza* G in W/m^2 .

Si definisce, inoltre, la *costante solare* $G_0 = \int g(\lambda)d\lambda \approx 1367W/m^2$ come la densità di potenza su area unitaria (ortogonale al raggio) corrispondente a $\lambda \simeq 0.5$, lunghezza d'onda per cui si ottiene il massimo nel campo del visibile della distribuzione spettrale della radiazione elettromagnetica all'esterno dell'atmosfera.

La radiazione totale percepita da un ricevitore terrestre, ovvero la *radiazione globale*, tiene conto del fatto che, entrando nell'atmosfera terrestre, si perde una parte dell'energia incidente per dispersione, riflessione o assorbimento da parte di molecole quali H_2O, CO_2, O_3 . La radiazione globale, dunque, risulta essere la somma di tre componenti $G = G_b + G_d + G_a$, in cui G_b corrisponde alla *radiazione diretta* che raggiunge la superficie dal Sole in linea retta, ovvero la radiazione che non è riflessa o dispersa, G_d rappresenta la *radiazione diffusa* in quanto per effetto della diffusione una parte della radiazione solare risulta distribuita sulla sfera celeste, fenomeno particolarmente evidente e dominante in condizioni meteorologiche di cielo coperto. Infine la G_a , ovvero l'*albedo*, corrisponde alla quota parte modesta di radiazione solare incidente che è riflessa in tutte le direzioni dalla superficie terrestre.

Naturalmente l'intensità della radiazione solare che raggiunge la Terra risulta estremamente variabile in relazione non soltanto alla variazione regolare legata al moto apparente del Sole ma anche ai discontinui cambiamenti climatici, alla composizione intrinseca dell'atmosfera e, al livello del suolo, all'altitudine rispetto al livello del mare e all'angolo della superficie piana ricevente rispetto all'orizzontale.

Si definisce, a tal proposito, il concetto di *massa d'aria*, ovvero la lunghezza relativa del percorso del raggio diretto attraverso l'atmosfera, in generale approssimativamente uguale a $1/\cos\Theta_Z$ in cui Θ_Z rappresenta l'angolo di zenith che si forma tra la direzione della radiazione solare e la perpendicolare al suolo.

In particolare la *massa d'aria unitaria* (AM 1) corrisponde alla radiazione proveniente dal Sole allo zenith in una giornata estiva limpida al livello del mare mentre AM 0 rappresenta lo spettro extra-atmosferico, particolarmente importante per applicazioni FV satellitari.

Per le prove di qualifica su celle e moduli fotovoltaici si fa riferimento al tipico spettro solare sulla superficie terrestre AM 1,5 con irradianza globale $G=1000 \text{ W/m}^2$.

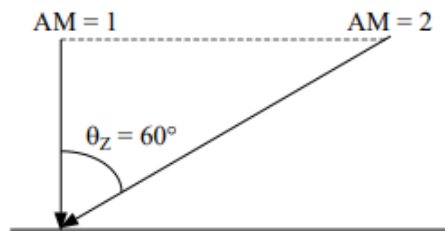


Figura 1: Massa d'aria

2.1.2 Cella fotovoltaica

Struttura e funzionamento

La cella FV o cella solare costituisce l'elemento principe della generazione fotovoltaica; le tecnologie più affermate per applicazioni terrestri sono le celle in *silicio cristallino*, monocristallino "m-Si" o policristallino "p-Si" e le celle a film sottile, in *silicio amorfo* "a-Si" e altri semiconduttori quali il tellururo di Cadmio *CdTe* o il diseleniuro di Indio e Rame *CIS*. Lo spessore complessivo della cella solare è dell'ordine di qualche μm per i film sottili e di alcune centinaia di μm per il silicio cristallino.

Una cella FV corrisponde essenzialmente ad un diodo a semiconduttore di grande sezione con forma rispettivamente pseudo-quadrata e circolare, quadrata o rettangolare a seconda della tecnologia utilizzata; tale diodo è disposto tra due elettrodi: uno posteriore tipicamente a forma di piastra e uno frontale massiccio se trasparente alla luce o a forma di griglia altrimenti per consentire il passaggio della radiazione solare.

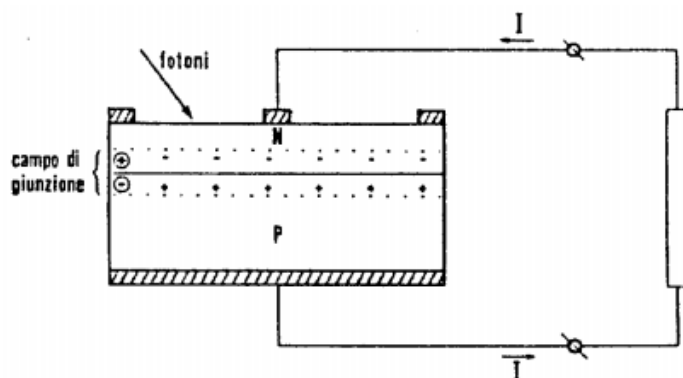


Figura 2: Struttura della cella FV in silicio cristallino

Considerando la tecnologia al silicio cristallino, il funzionamento da diodo si ottiene a partire da un substrato di tipo P (drogato con atomi trivalenti del III gruppo quali il Boro) sul quale viene depositato uno strato drogato di tipo N (drogato con atomi pentavalenti del V gruppo quali il Fosforo) di più piccolo spessore che consente alla radiazione di raggiungere la zona di giunzione, sede di campo elettrico. In questo modo, quando la cella FV non è esposta alla radiazione solare, viene polarizzata inversamente e il funzionamento è da raddrizzatore con passaggio di corrente minima; al contrario, quando la cella viene polarizzata direttamente, ed è quindi esposta alla radiazione solare, si genera una corrente di diffusione che cresce esponenzialmente.

Ciò che accade è un *processo di diffusione* di cariche in quanto gli elettroni della regione dello strato N vicina all'interfaccia si diffondono nello strato P, formando una distribuzione di cariche positive nello strato N; allo stesso modo, le lacune presenti nello strato di tipo P si diffondono nello strato N, creando una distribuzione di cariche negative nello strato di partenza P. La zona di giunzione, detta *regione di carica spaziale o svuotamento*, presenta a questo punto cariche negative sul lato P e positive sul lato N e le cariche fisse degli atomi di drogaggio generano una *barriera di potenziale o campo di giunzione* che si oppone ad un ulteriore flusso di cariche.

Risulta chiaro a questo punto che la polarizzazione diretta, intesa come tensione positiva applicata al lato P, riduce tale campo di giunzione e genera una corrente significativa che passa nel diodo, ovvero la *corrente diffusiva*; al contrario, in polarizzazione inversa, la barriera di potenziale aumenta e si ha soltanto lo scorrimento di una debole corrente $-I_0$, detta *corrente di saturazione inversa*, fortemente dipendente dalla temperatura. Nel funzionamento da raddrizzatore, dunque, non considerando gli effetti distruttivi del breakdown, la caratteristica

corrente-tensione $I(U)$ risulta essere:

$$I = I_0 \cdot \left(e^{qU/mkT} - 1 \right) \quad (1)$$

dove T è la temperatura assoluta, m è il fattore di qualità della giunzione, k è la costante di Boltzmann e q è la carica dell'elettrone.

È necessario considerare a questo punto la luce come un flusso di *fotoni* ("quantità di luce"), particelle in grado di trasportare l'energia $E_{ph} = \frac{hc}{\lambda}$, in cui h è la costante di Planck mentre c e λ sono rispettivamente la velocità e la lunghezza d'onda della luce. Si tratta di ordini di grandezza di $10^{17} \text{ cm}^{-2} \text{ s}^{-1}$ fotoni che investono, in una giornata limpida, ogni secondo, un centimetro quadrato della superficie terrestre.

È necessario considerare, inoltre, che la cella solare è in grado di eseguire la conversione fotovoltaica in elettricità soltanto di una parte dello spettro solare, ovvero soltanto dei fotoni che presentano energia in eccesso rispetto al salto energetico tra banda di valenza e banda di conduzione, ovvero l'*energy gap* E_g ; s'innesci a questo punto un fenomeno di assorbimento di tali fotoni i quali, entrando nel semiconduttore, vengono assorbiti e "promuovono" altrettanti elettroni che passano dalla banda di valenza a quella di conduzione formando a loro volta lacune nella banda di valenza. Si formano così le *coppie elettrone-lacuna*. Uno dei principali meccanismi come fonte di perdita nel funzionamento della cella FV è proprio legato alla natura di tale processo di assorbimento in cui una parte dell'energia dei fotoni incidenti viene persa; è stato infatti osservato che tutte le coppie elettrone-lacuna generate presentano energia in eccesso rispetto all'*energy gap* ma, subito dopo la loro creazione, l'energia in eccesso viene persa sotto forma di calore e non può essere, quindi, convertita in potenza utile.

Circuito equivalente

Al fine di stimare il valore della potenza elettrica prodotta da una cella solare, risulta fondamentale definire il circuito elettrico equivalente della stessa.

A questo scopo, si interpreta il movimento di elettroni indotto dalla luce come una corrente di elettroni, ovvero la *corrente di generazione* I_{ph} , orientata dal campo di giunzione (gli elettroni si muovono verso lo strato di tipo N), movimento opposto alla *diffusione*. Trascurando le perdite, con q carica dell'elettrone, N numero di fotoni ed A superficie del semiconduttore esposta alla luce in cm^2 , ciascun fotone ed elettrone contribuisce alla corrente di generazione $I_{ph} = qNA$. Considerando, inoltre, la densità di corrente come $J_{ph} = I_{ph}/A = \int g(\lambda) S(\lambda) d\lambda$ ($S(\lambda)$ risposta spettrale in A/W), quella corri-

spondente allo spettro terrestre è di circa 70 mA/cm^2 ; una cella con tecnologia al silicio cristallino presenta una banda che può arrivare fino a $1,1 \mu\text{m}$ ed è in grado di convertire fino a 44 mA/cm^2 .

Considerando invece la tensione generata da una cella FV, la soluzione ottimale per la produzione di potenza risulta un compromesso tra diversi aspetti in quanto i semiconduttori con E_g maggiore (1,1 eV per il silicio monocristallino e 1,7 eV per il silicio amorfo) sono in grado di generare tensione più elevata (0,6 V m-Si e 0,8 V a-Si) ma a discapito di una minore banda della risposta spettrale e densità di corrente. Ricordando che ad ogni modo esiste il limite teorico per cui la tensione massima in Volt è uguale all' E_g del semiconduttore in quanto l'energia elettrostatica delle cariche dopo la separazione non può superare l'*energy gap* della coppia elettrone-lacuna.

Il comportamento elettrico della cella fotovoltaica visto ai morsetti esterni viene descritto certamente da un generatore ideale di corrente, proporzionale a G , e da un diodo reale in anti-parallelo. E' inoltre necessario inserire due elementi di dissipazione, una resistenza in serie R_s ed una in parallelo R_{sh} al precedente circuito.

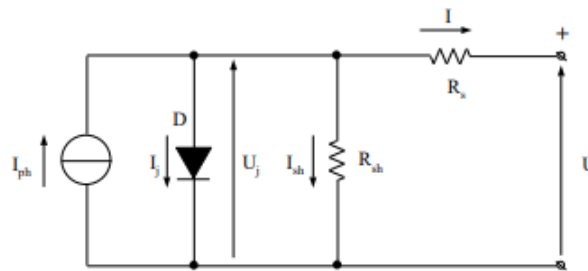


Figura 3: Circuito equivalente della cella FV

Il termine resistivo R_s rappresenta i contributi della resistenza del volume proprio di semiconduttore, delle resistenze di contatto e di quelle degli elettrodi e la quota principale della R_s è proprio quella dell'elettrodo frontale a griglia. La resistenza R_{sh} , invece, è legata alla corrente di dispersione superficiale sulle superfici laterali della cella solare, le quali sono rese il più possibile isolanti.

2.1.3 Curva caratteristica corrente-tensione della cella solare

Si individua la caratteristica corrente-tensione $I(U)$, a parità di irradianza e temperatura, le cui coordinate dei punti costituenti forniscono la potenza elettrica generata come $P = U \cdot I$. Il punto di intersezione con l'asse delle ordinate rappresenta la corrente di corto circuito I_{sc} mentre l'intersezione sull'asse delle tensioni corrisponde alla condizione di circuito aperto U_{oc} ed esiste sempre un punto intermedio (U_M, I_M) per cui la potenza erogata dalla cella fotovoltaica ri-

sulta massima.

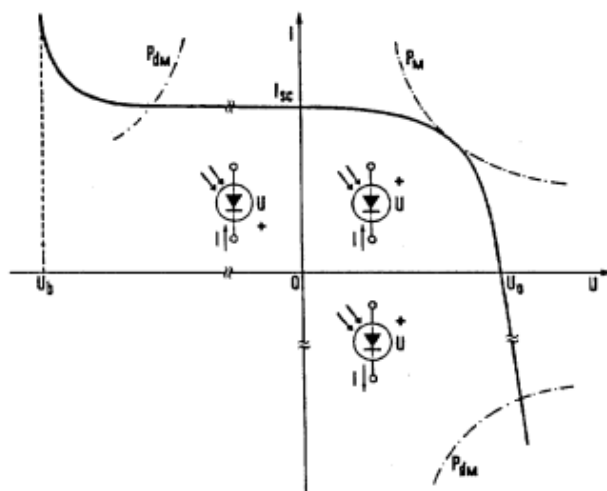


Figura 4: Caratteristica completa $I(U)$ della cella solare

È possibile a questo punto definire il *fattore di forma* ("fill factor") che definisce l'influenza della presenza del diodo e dei termini resistivi R_s e R_{sh} sulla caratteristica, per cui $K_f = \frac{U_M I_M}{U_{oc} I_{sc}}$ ($K_f=0.74-0.78$ per celle al silicio cristallino). La presenza della resistenza serie R_s , infatti, comporta la riduzione della pendenza della curva in modulo $\frac{dI}{dU}$ in prossimità del circuito aperto e della corrente di corto circuito I_{sc} ; in modo analogo, l'inserzione della resistenza di shunt R_{sh} provoca la riduzione della tensione di circuito aperto U_{oc} e l'aumento, invece, della pendenza in valore assoluto $\frac{dI}{dU}$ della caratteristica in prossimità del corto circuito.

Come è mostrato in figura 4, la caratteristica corrente-tensione completa della cella FV prevede modalità di funzionamento da utilizzatore, nei quadranti II e IV, rispettivamente a tensione e corrente inversa; modalità di funzionamento che risultano accettabili nella condizione di non superamento della massima potenza dissipabile P_{dM} , ovvero quando i punti di lavoro considerati si trovano entro le rispettive iperbole limite evidenziate in figura. Nel funzionamento a tensione inversa, infatti, se si supera il limite della *tensione di breakdown* U_b la cella si danneggia in modo irreversibile; tale limite è dell'ordine di qualche decina di volt per le celle al silicio.

Dipendenza dalla irradianza

La caratteristica $I(U)$ della cella fotovoltaica dipende dall'irradianza G in funzione della quale si presentano delle variazioni tipicamente molto rapide nelle celle solari al silicio, con costanti di tempo dell'ordine di qualche decina di microsecondi.

A temperatura costante, infatti, al diminuire dell'irradianza, la tensione di circuito aperto U_{oc} e la corrente di corto circuito I_{sc} diminuiscono rispettivamente in modo logaritmico e proporzionale.

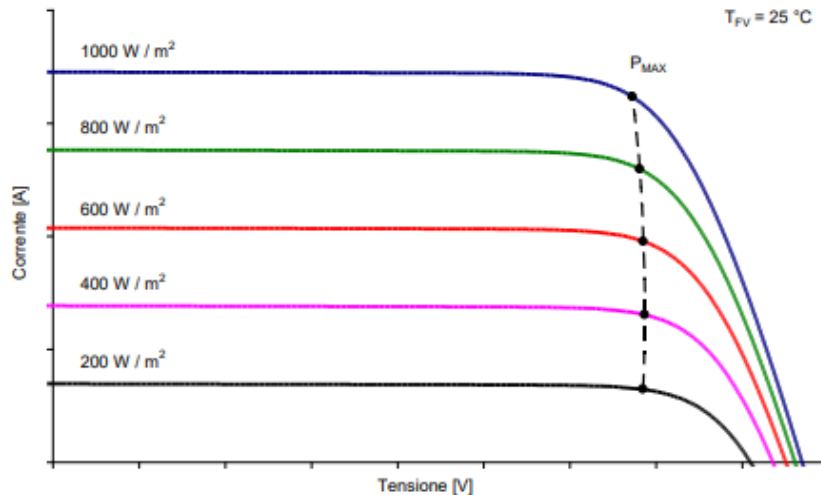


Figura 5: Caratteristica $I(U)$ in funzione dell'irradianza

Gli andamenti mostrati in figura 5 mettono in evidenza come la tensione U_{oc} risulti pressoché costante per variazioni significative di irradianza; essa presenta, invece, una brusca riduzione solo per bassi valori di G , tipicamente al di sotto di 50 W/m^2 .

Dipendenza dalla temperatura

La caratteristica $I(U)$ varia anche in funzione della temperatura T ; per valori di irradianza costante, infatti, all'aumentare della temperatura comporta:

- la riduzione dell'*energy gap* del materiale e, dunque, un lieve aumento della corrente di corto circuito I_{sc} ($\frac{dI_{sc}}{dT} = 0.01 \frac{mA}{^\circ C cm^2}$) e della corrente fotovoltaica I_{ph} ;
- la riduzione della tensione di circuito aperto U_{oc} ($\frac{dU_{oc}}{dT} = -2,2 \frac{mV}{^\circ C}$), cui corrisponde un aumento della corrente nel diodo I_j .

In generale le entità di tali variazioni, sia in funzione della irradianza che della temperatura, provocano una globale riduzione della massima potenza erogabile P_M , per cui $\frac{dP_M}{dT} \approx -0,5\% ^\circ C^{-1}$ per la tecnologia al silicio cristallino, valori inferiori per il silicio amorfo.

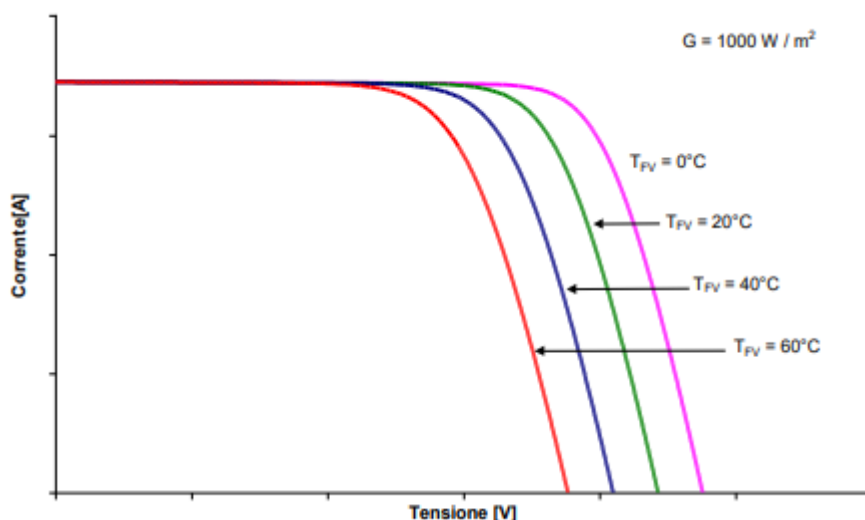


Figura 6: Caratteristica $I(U)$ in funzione della temperatura

2.1.4 Perdite nella conversione energetica

Allo stato dell'arte, il *rendimento di conversione* delle celle fotovoltaiche, ovvero il rapporto tra la *massima potenza erogabile* P_M e la *potenza incidente* $P_i = G \cdot A$ sulla superficie della cella A , può raggiungere il 10-20 %.

Una delle fondamentali differenze rispetto ai generatori tradizionali è che la potenza primaria in ingresso in una cella solare ha un valore costante per un dato sito e determinate condizioni meteorologiche ed è, quindi, indipendente dalla potenza assorbita dal carico.

La conversione della potenza radiante in ingresso in potenza elettrica, dunque, è inevitabilmente associata a *perdite* dovute principalmente a questi fattori:

- eccesso di energia dei fotoni incidenti ($\sim 30\%$), in quanto una parte dei fotoni assorbiti in ingresso ha energia superiore rispetto a quella necessaria per creare coppie elettrone-lacuna e tale eccesso energetico si perde sotto forma di calore;
- difetto di energia dei fotoni incidenti ($\sim 20\%$), in quanto i fotoni che non possiedono energia sufficiente per generare coppie elettrone-lacuna vengono assorbiti sotto forma termica;
- fattore di forma ($\sim 20\%$), per cui una parte dell'energia prodotta non viene ceduta al circuito esterno ma dissipata nelle resistenze R_s e R_{sh} e nel diodo; tale fenomeno determina la tipica deformazione della curva caratteristica della cella FV rispetto all'andamento rettangolare;
- riflessione e mascheramento della superficie della cella ($\sim 10\%$), in quanto una parte delle radiazioni incidenti sulla superficie della cella colpiscono

direttamente la griglia frontale o vengono riflesse; si utilizzano trattamenti antiriflesso e si minimizza la superficie di grigliatura per ridurre tali effetti al minimo;

- fattore di ricombinazione ($\sim 2\%$ a seconda delle impurità e dei difetti del materiale), in quanto una parte delle coppie elettrone-lacuna generate non si mantiene separata dal campo elettrico di giunzione e si ricombina cedendo la propria energia sotto forma di calore.

Mismatching

A questo punto è necessario considerare che i carichi correntemente alimentati richiedono correnti e tensioni certamente superiori rispetto a quelle fornite dalla singola cella FV; per raggiungere i livelli di potenza richiesti, dunque, è indispensabile il *collegamento di più celle solari in serie e/o in parallelo*.

Emerge, pertanto, un'ulteriore causa di perdite tipica della tecnologia fotovoltaica, ovvero quella del "*mismatching*" ("diversità") delle curve caratteristiche $I(U)$, fenomeno legato all' *ombratura concentrata* su alcune celle e alle *tolleranze di fabbricazione*.

Se N_s celle sono connesse in serie formando una *stringa* e una di esse presenta una curva caratteristica differente dalle altre perché ombrata (*curva a'*) o per difetto costruttivo (*curva a*), la caratteristica risultante (*curva c* relativa ad *a* e *curva c'* relativa ad *a'*) sarà data, per una determinata corrente, dalla somma delle tensioni delle $N_s - 1$ celle uguali, ovvero $(N_s - 1) \cdot U$ (*curva b* tratteggiata), e quella della cella ombrata.

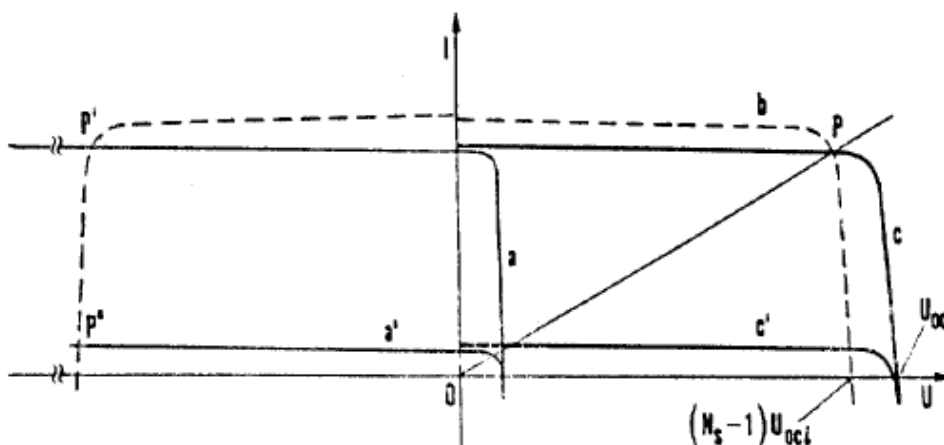


Figura 7: Caratteristiche $I(U)$ di celle connesse in serie in caso di *mismatching*

Ad ogni modo, la potenza massima erogabile da una connessione di celle è sempre inferiore rispetto alla somma delle massime potenze delle singole celle e, come è mostrato in figura 7, in caso di pesante ombratura, la curva risultante può presentare una potenza significativamente inferiore (*curva c'*).

Tale curva risultante è caratterizzata da una tensione di circuito aperto U_{oc} pari alla somma delle tensioni U_{oc_i} delle singole celle ed una corrente di corto circuito I_{sc} pari all'incirca a quella della cella che eroga la più bassa corrente, ovvero:

$$U_{oc} = \sum_i U_{oc_i} \quad (2)$$

$$I_{sc} \simeq (I_{sc_i})_{min} \quad (3)$$

Nella pratica le cose vanno meglio in quanto la cella totalmente ombrata non si comporta come un circuito aperto ma come una resistenza di qualche decina di ohm.

In tali condizioni, inoltre, la situazione peggiore si verifica in caso di *corto circuito* ai capi delle N_s celle connesse in serie in quanto la cella scadente sarà sottoposta alla sommatoria delle tensioni $(N_s - 1) \cdot U$ delle celle non oscurate; tale condizione di funzionamento si ottiene graficamente ribaltando, rispetto all'asse delle correnti, la *curva b* tratteggiata relativa alle $N_s - 1$ celle.

Dunque la cella scadente, all'aumentare del carico, può essere sottoposta ad una tensione inversa e dunque può essere costretta a dissipare una potenza che supera quella massima dissipabile con conseguente innescamento del fenomeno di *hotspotting*, il quale, a seconda della modalità di raffreddamento e dopo un intervallo di tempo che dipende dalla entità del sovraccarico, può provocare guasti irreversibili nella cella.

È inoltre necessario considerare il limite della *tensione di breakdown* U_b , per cui se la tensione inversa $(N_s - 1) \cdot U$ supera tale limite si ha l'istantanea distruzione della cella; a tal proposito le celle al silicio presentano una tensione limite $U_b = 25 - 50V$ ed ogni cella (in silicio cristallino) è in grado di fornire una tensione pari a $U \simeq 0,5V$, per cui sono necessarie $N_s = 50 - 100$ celle connesse in serie perché si arrivi alla rottura della cella contro-polarizzata.

L'inserzione di un diodo connesso in anti-parallelo alla cella ombrata evita il funzionamento della stessa da utilizzatore con tensione inversa e fa in modo che la corrente di corto circuito della stringa sia quella delle celle in serie con caratteristica migliore e non risulti limitata a quella della cella con caratteristica peggiore; in questo modo, dunque, non si ha la brusca riduzione di potenza (*curva c'*) che si presenta in caso di pesante ombratura senza la connessione del diodo ma la potenza erogata dalla stringa sarà ridotto soltanto del contributo della cella scadente.

Nella pratica tale tecnica di protezione si attua connettendo il diodo in anti-parallelo a gruppi di celle in serie che formano un *modulo FV* (tipicamente 18-24-36).

Dunque, nel caso di N_s celle connesse in serie si osserva che se una *cella è in corto circuito*, l'intera stringa eroga una potenza ridotta solo del contributo

della cella in corto circuito e se una *cella è interrotta*, l'intera serie non eroga corrente e si annulla la potenza fornita.

Considerando ora il caso di N_p celle connesse in parallelo di cui una presenti una caratteristica diversa dalle altre, ad esempio per ombratura, la caratteristica risultante sarà data, per una determinata tensione, dalla somma delle correnti $(N_p - 1) \cdot I$ delle $N_p - 1$ celle non oscurate e della corrente della cella in ombra. La caratteristica risultante, inoltre, presenta una tensione a circuito aperto all'incirca uguale a quella minima, ovvero quella della cella oscurata, e una corrente di corto circuito pari alla somma di quella delle singole celle, ovvero:

$$U_{oc} \simeq (U_{oc_i})_{min} \quad (4)$$

$$I_{sc} = \sum_i I_{sc_i} \quad (5)$$

Emerge, dunque, che nel caso in cui una cella sia oscurata, il parallelo delle celle si comporta, dal punto di vista del carico, come il parallelo di $N_p - 1$ celle illuminate.

In tali condizioni, inoltre, la condizione peggiore per la cella scadente si presenta nel caso di carico esterno nullo in quanto la cella in questione dovrà assorbire la corrente delle $N_p - 1$ celle illuminate e la conseguente sovra-temperatura può portare al guasto ed il fuori servizio della cella. A questo punto se la cella guasta si comporta come un circuito aperto, il parallelo riprende a funzionare con $N_p - 1$ invece di N_p celle, altrimenti le celle si possono trovare in corto circuito; è necessario specificare che la connessione in parallelo di singole celle è molto rara e, ad ogni modo, la presenza di una cella in ombra nella connessione parallelo ha un'influenza molto meno significativa e deleteria rispetto alla connessione serie.

L'inserzione di un diodo connesso in serie alle singole celle in parallelo potrebbe evitare il funzionamento della cella ombrata da utilizzatore con corrente inversa; tale tecnica di protezione, però, risulta inaccettabile se applicata alle singole celle in quanto la caduta di tensione ai capi dei diodi sarebbe dello stesso ordine della tensione generata. Per tale motivo, nella pratica, si connette un diodo in serie a stringhe di molte celle in serie.

A questo punto emerge certamente che nella connessione in serie o parallelo di più celle risulta vantaggioso ottenere il "*matching*" delle stesse, ovvero si cerca di impiegare celle con caratteristiche quanto più possibile simili; ciò richiede, in fase costruttiva, una selezione accurata delle celle basata su alcuni criteri tra cui, sicuramente, la verifica dell'uguaglianza dei valori dei tre parametri I_{sc} , U_{oc} e P_M .

Tuttavia si noti che un'accurata selezione delle caratteristiche $I(U)$ delle celle non esclude totalmente il verificarsi dei fenomeni di *mismatching* legati a cause esterne (ad es. ombrazione) e che tali criteri di selezione non impediscono comunque che la potenza massima di più celle, connesse tra loro, risulti inferiore alla somma delle singole potenze massime.

2.1.5 Moduli fotovoltaici

Un modulo FV, o pannello, è un assemblaggio di celle interconnesse (ad es. 36 o 72 celle collegate in serie) idoneo alla generazione di energia elettrica quando esposto alla radiazione solare.

Per quanto riguarda la tecnologia in *silicio policristallino*, le celle sono di forma quadrata e consentono, in questo modo, una migliore occupazione della superficie rettangolare del modulo rispetto alle celle in *silicio monocristallino* che invece sono di forma rotonda e possono poi assumere forma quadrata tramite scarto di materiale.

A questo punto, le celle vengono saldate tra loro e ermeticamente racchiuse tra due pannelli piani; il pannello anteriore deve essere trasparente alla luce e per questo si utilizza vetro ad alta trasmittanza mentre la copertura posteriore è costituita da una lamina di *mylar*, *tedlar* o PET. Segue un *processo di laminazione*, per rendere ermetica e compatta la struttura, in cui si impiega l'EVA (acetato di vinil etilene), un polimero termoplastico trasparente alla luce e inalterabile nel tempo, il quale avvolge le celle FV e salda tra loro i pannelli. Tale polimero impedisce la penetrazione di umidità e i suoi possibili effetti corrosivi, garantisce l'isolamento elettrico tra le celle ma non sopporta temperatura molto elevate ($\approx 85^\circ\text{C}$).

Considerando invece i moduli in *silicio amorfo* a film sottile, la cella presenta una struttura a *doppia (o tripla) giunzione* P^+-I-N con un contatto ohmico e uno conduttore rispettivamente con lo strato N e P^+ . Il materiale utilizzato per il contatto conduttore è l'ossido di stagno (di tipo N) in quanto non esiste ancora un materiale di tipo P altamente conduttore e otticamente trasparente; ad ogni modo la resistenza alla corrente risulta molto bassa in quanto gli strati altamente drogati di ossido conduttore trasparente (*TCO*, *Transparent Conducting Oxide*) formano una "giunzione tunnel" con lo strato P^+ .

Il processo di fabbricazione di tale tecnologia parte da un substrato di vetro trasparente e resistente alle intemperie su cui si depositano:

1. uno strato di ossido di stagno;
2. uno strato P^+ di silicio amorfo fortemente drogato e sufficientemente sottile per far passare la luce;

3. lo strato intrinseco I leggermente drogato di tipo N di silicio amorfo;
4. uno strato sottile di tipo N di silicio amorfo;
5. uno strato di contatto metallico.

L'ultimo strato metallico (tipicamente in alluminio o sue leghe) forma un contatto ohmico con lo strato N e deve essere molto riflettente di modo che nel caso ci fosse una parte di luce non assorbita nel passaggio attraverso la cella, essa venga riflessa indietro per un ulteriore passaggio attraverso lo strato I .

Tramite questi passaggi in fase costruttiva si ottiene la protezione delle celle del modulo fotovoltaico dai fattori ambientali (vento, polvere, grandine, umidità...) ed il mantenimento dell'equilibrio termico a temperature accettabili di $45 - 65^{\circ}\text{C}$ nelle condizioni peggiori.

Condizioni di prova normalizzate

È necessario a questo punto definire le condizioni di prova normalizzate *STC* (*Standard Test Conditions*): irradianza $G=1000 \text{ W/m}^2$, temperatura di cella $T = 25^{\circ}\text{C}$ e massa d'aria $AM = 1,5$ al quale spettro corrispondono condizioni ambientali tipiche primaverili e autunnali in quanto durante il periodo estivo lo spettro della luce naturale risulta meno favorevole alla conversione per celle in silicio cristallino per la densità di corrente. A tali condizioni viene riferito il *rendimento globale di conversione*, il quale assume, a seconda della tecnologia della cella, valori compresi tra il 7% e il 16%.

Alle *STC* si riferiscono inoltre la *potenza di picco* $[W_p]$ dei moduli FV (valori tipici compresi nell'intervallo 10-200 W_p), ovvero la massima potenza erogata in tali condizioni, la tensione di circuito aperto U_{oc} , la corrente di corto circuito I_{sc} , la tensione U_M e la corrente I_M nel punto di massima potenza.

Temperatura normale di funzionamento

Al fine di considerare, oltre alle condizioni di prova in laboratorio, anche la condizione operativa di normale funzionamento delle celle, si definisce la temperatura normale di funzionamento (*NOCT, Normal Operating Cell Temperature*). Tale temperatura (tipicamente tra 42°C e 50°C) viene fornita dal costruttore e si definisce come la temperatura a cui si stabilizza il modulo FV funzionante a circuito aperto con irradianza $G=800 \text{ W/m}^2$, velocità del vento $v=1 \text{ m/s}$ e temperatura ambiente $T_a = 20^{\circ}\text{C}$.

Nota la *NOCT*, è possibile determinare la temperatura di cella T_c alle condizioni operative del modulo e, assumendo che la differenza di temperatura tra la cella

e l'ambiente dipenda in modo lineare dall'irradianza, risulta:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20^{\circ}C}{800(W/m^2)} \cdot G(W/m^2) \quad (6)$$

Un modulo fotovoltaico presenta una caratteristica $I(U)$ simile a quelle delle singole celle costituenti se non per un cambiamento di scala sull'asse delle correnti per le eventuali stringhe in parallelo e sull'asse delle tensioni per le celle in serie.

2.1.6 Componenti aggiuntivi per gli impianti fotovoltaici

La produzione di energia elettrica da parte di un generatore FV richiede la presenza di altri componenti nell'impianto a partire dalle opportunamente scelte *protezioni*, dalla strumentazione per il montaggio, etc...

Ai fini della continuità di servizio, inoltre, considerata la variabilità dell'irradianza solare, è necessario un immagazzinamento energetico eseguito normalmente da *accumulatori elettrochimici*. È fondamentale, inoltre, la presenza di *inverter*, convertitori DC/AC in grado di trasformare l'energia elettrica prodotta dal generatore FV dalla forma continua (DC) all'alternata (AC), richiesta dalla maggior parte degli utilizzatori. Risulta altresì necessaria l'estrazione della massima potenza dal generatore fotovoltaico, il quale funziona a potenza primaria imposta; a tale scopo può essere vantaggioso l'impiego di un convertitore DC/DC che lavora da *inseguitore di massima potenza MTTP* ("Maximum Power Point Tracker").

Nel funzionamento degli impianti fotovoltaici, che siano *impianti autonomi* ("stand alone") o *impianti connessi alla rete* ("grid connected"), si osserva che la maggior parte dei guasti non è legata al generatore FV ma agli altri componenti, i quali, nonostante siano tecnologicamente maturi, si trovano a lavorare in condizioni anomale a causa della diversità delle caratteristiche dei generatori FV rispetto ai generatori tradizionali.

Generatore fotovoltaico

Considerando che un singolo modulo fotovoltaico è in grado di produrre dai 10 W_p ai 350 W_p , per ottenere una certa potenza prefissata, è necessario collegare tra loro più moduli FV, in modo da ottenere, nella terminologia fotovoltaica:

- una *stringa*, ovvero un gruppo di moduli (o di celle) elettricamente collegati in serie e meccanicamente pre-assemblati;
- un *array* (matrice), cioè un insieme di moduli assemblati tramite la struttura di supporto;

- un *campo fotovoltaico*, che definisce l'insieme di tutti gli array costituenti del generatore completo.

Nella maggior parte dei casi, il generatore viene realizzato collegando in parallelo stringhe di moduli in serie.

Diodi di protezione

In modo analogo a quanto analizzato per le singole celle, nel collegamento serie e parallelo dei moduli possono verificarsi condizioni di *mismatching*, ovvero di dissimmetrie delle caratteristiche $I(U)$ (per diversità intrinseca, ombratura, etc...) che comportano la riduzione della potenza erogata e l'insorgere del fenomeno di *hotspotting*, motivi per cui è necessario l'impiego di diodi di protezione.

Per quanto riguarda la connessione serie di moduli FV, si esegue la protezione della stringa collegando un *diodo di protezione* o *bypass* D_p in anti-parallelo ad ognuno dei moduli oppure ad un gruppo di celle, tipicamente 18 o 24, contenute nel modulo. La presenza di tale diodo protegge la cella scadente dalle tensioni inverse e fa in modo che la potenza erogata dall'intera stringa si riduca solo del contributo del modulo evitando il guasto dell'intera stringa.

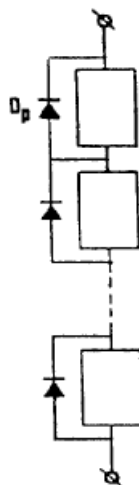


Figura 8: Diodi di protezione parallelo

Per la protezione nei collegamenti in parallelo dei moduli, invece, si dispone, in serie al modulo o alla stringa di moduli, un *diodo di protezione in serie* D_s . Tale diodo, dunque, viene percorso dalla corrente generata dal modulo (o dai moduli in serie) e la caduta di tensione su di esso deve essere trascurabile rispetto alla tensione generata dal modulo (o dai moduli) per limitare le perdite di potenza. Nel caso in cui una o più celle siano scadenti o difettose, nasce una dissimmetria tra le tensioni a vuoto delle stringhe in parallelo e il diodo di protezione D_s

funge da "blocco" e la stringa considerata, in questo modo, non subisce danni ma, allo stesso tempo, non contribuisce alla produzione di potenza. Tale circostanza, però, risulta poco probabile nel caso in cui la tensione di lavoro sia abbastanza inferiore rispetto alla tensione a vuoto, come accade negli impianti con *MPPT* in cui la tensione di lavoro è circa l'80% della tensione a vuoto.

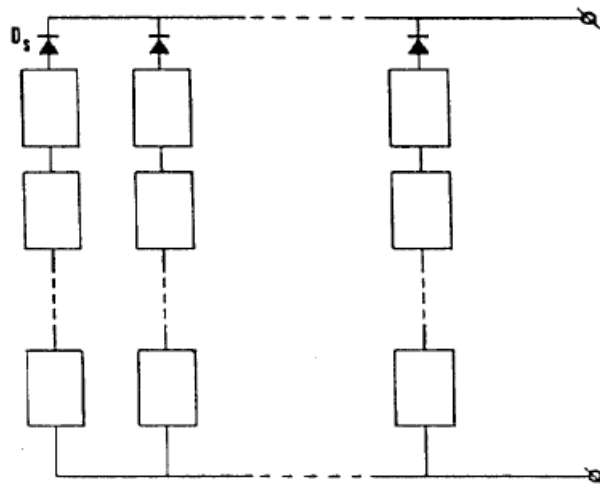


Figura 9: Diodi di protezione serie nel parallelo di stringhe

In fase di progettazione di un generatore FV, la determinazione della configurazione del campo fotovoltaico, dunque la scelta delle connessioni tra i moduli, che non è univoca ma deve considerare diverse circostanze, determina l'affidabilità ed il rendimento del generatore in presenza di eventi perturbanti.

Connessione con i carichi

In generale quando un generatore FV alimenta un certo carico, il punto di lavoro corrisponde all'intersezione tra la caratteristica $I(U)$ del generatore e la caratteristica del carico e può essere un qualsiasi punto della $I(U)$.

In particolare, per dati valori di irradianza e temperatura, la migliore utilizzazione del generatore si ottiene quando il punto di lavoro coincide con il punto di massima potenza P_M ; in tale punto si ottiene il trasferimento della massima potenza dal generatore al carico, ovvero la pendenza della curva $I(U)$ è uguale alla pendenza della retta di carico, per cui $|dI/dU| = 1/R_o$.

Ad esempio, nel caso in cui il generatore FV alimenti un carico puramente resistivo, tale carico dovrà avere resistenza ottimale R_o definita dalla pendenza della retta di carico $1/R_o$ passante per P_M .

Risulta chiaro a questo punto che per ottenere il pieno sfruttamento del generatore fotovoltaico, che lavora a potenza d'ingresso imposta, è necessario adattare

il carico al generatore. Il luogo dei punti di massima potenza P_M erogabile dal generatore individua una retta praticamente verticale, in condizioni di temperatura costante e al diminuire dell'irradianza G (I_{sc} diminuisce in modo proporzionale e U_{oc} è praticamente costante) e il carico riesce quindi a sfruttare in modo ottimale la potenza erogata dal generatore FV quanto più la sua caratteristica riesce a sovrapporsi a tale luogo della potenza massima P_M .

Per questi motivi il collegamento diretto generatore FV - carico resistivo non risulta vantaggioso.

Impianti fotovoltaici connessi alla rete

Gli impianti FV connessi alla rete ("*grid connected*") si distinguono in:

- *centralizzati*: impianti di potenze dalle decine di kWp fino a qualche MWp di proprietà degli enti di produzione e distribuzione dell'energia elettrica tipicamente per l'alimentazione delle reti MT in quanto la massima produzione coincide con il periodo di massimo carico della rete (ore centrali della giornata);
- *decentralizzati* (o *distribuiti*): impianti con potenze di qualche kWp tipicamente di proprietà di privati per l'alimentazione in BT dei carichi delle utenze residenziali. La rete garantisce continuità di servizio e consente lo scambio tra l'energia prodotta in eccesso dal generatore e quella in difetto, mancante totalmente di notte ad esempio, rispetto alla richiesta del carico. I componenti principali di questi impianti sono il generatore FV, l'unità di condizionamento della potenza *PCU* (*Power Conditioning Unit*) con sistema di protezione e i carichi locali dell'utenza.

Per questa tipologia di impianti sono previste norme che stabiliscono dei requisiti sulla qualità della potenza eventualmente immessa in rete; ad esempio la tensione deve rispettare i limiti dell'ente distributore in ampiezza e frequenza, la distorsione armonica di corrente deve essere inferiore al 5% e il fattore di potenza maggiore di 0,9.

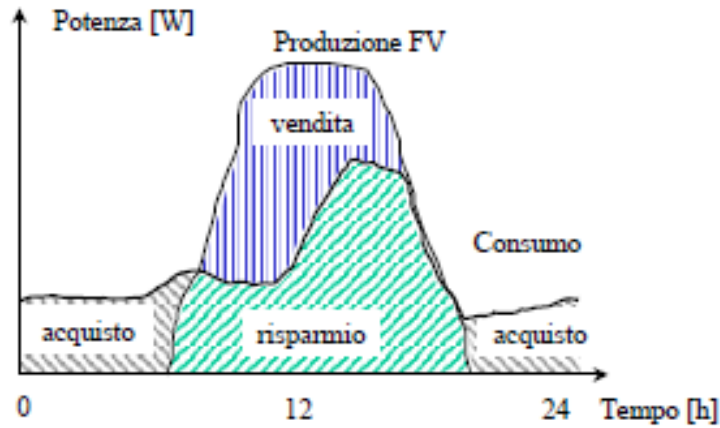


Figura 10: Scambio di energia tra impianto FV e rete per un'utenza residenziale

Produzione di energia

La produzione di energia di un impianto fotovoltaico E_{ac} è direttamente proporzionale alla radiazione solare H_g che investe la superficie del generatore S_{FV} in kWh/m^2 tramite i coefficienti di proporzionalità che sono la superficie stessa del generatore e l'efficienza di conversione η_{STC} , per cui:

$$E_{ac} = H_g \cdot S_{FV} \cdot \eta_{STC} = h_{eq} \cdot P_{pk} \quad (7)$$

dove P_{pk} è la potenza nominale dei moduli e h_{eq} è il numero di ore equivalenti al giorno di funzionamento alla potenza nominale ottenuto come rapporto tra la radiazione giornaliera in kWh/m^2 e l'irradianza di riferimento G_{STC} di $1kW/m^2$; si definisce dunque h_{eq} come il numero di ore equivalenti all'irradianza di riferimento. Il prodotto tra questo numero di ore equivalenti e la potenza nominale del generatore fotovoltaico definisce l'energia prodotta in un giorno. Questo valore, però, non considera le perdite e per questo viene definito il rapporto tra il rendimento energetico effettivo e il rendimento teorico come "*Performance Ratio*" PR .

Il PR è un parametro di confronto tra gli impianti fotovoltaici in quanto indica la percentuale di energia realmente disponibile per l'immissione in rete una volta dedotte le perdite energetiche e non dipende dall'orientamento dell'impianto e dall'irraggiamento a cui è soggetto, per questo si utilizza per paragonare il rendimento degli impianti ovunque essi siano ubicati.

$$E_{ac} = H_g \cdot S_{FV} \cdot \eta_{STC} \cdot PR = h_{eq} \cdot P_{pk} \cdot PR \quad (8)$$

2.2 Tecnologia eolica

2.2.1 Fonte energetica

La fonte energetica per la produzione da generazione eolica è il vento, i cui parametri caratteristici sono la *direzione* e *velocità* che vengono misurati tramite anemometri tipicamente collocati ad un'altezza di 10 – 15m dal suolo per lunghi periodi di rilevamento (1-5 anni) ed in un tutte le direzioni.

Si tratta, dunque, di dati sperimentali i quali vengono poi riportati all'altezza del mozzo della turbina tramite la formula:

$$U(h) = U(h_{ref}) \cdot \frac{\ln(h/z_0)}{\ln(h_{ref}/z_0)} \quad (9)$$

in cui z_0 è l'altezza di rugosità del terreno, la quale è minima per i terreni piatti (mare, spiagge) e massima per città e foreste, h_{ref} è l'altezza a cui sono posizionati gli anemometri e h è l'altezza del mozzo. La velocità del vento U , infatti, dipende dalla conformazione del terreno e dalla quota, aumentando con l'altezza fino a 100 m.

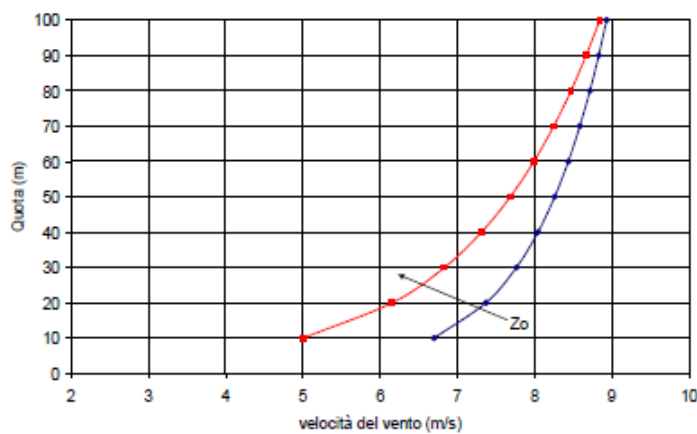


Figura 11: Velocità del vento al variare della quota e della rugosità

Un sito risulta idoneo all'installazione di impianti eolici solo se presenta una velocità del vento media superiore a 5 m/s .

I generatori eolici presentano un rendimento di conversione fortemente variabile con la velocità del vento, diversamente dai generatori FV il cui rendimento è all'incirca costante al variare dell'irradianza solare, motivo per cui si procede con un'analisi statistica dei dati sperimentali tramite cui si calcola l'intervallo di tempo in ore in cui la velocità del vento risulta compresa in un intervallo prefissato, per una data direzione del vento; si raggruppano poi i dati in classi di velocità di cui si calcolano il valor medio e la varianza per ottenere la *rosa dei venti*, sulla quale è possibile determinare le principali direzioni verso cui è

opportuno orientare le turbine eoliche.

La distribuzione statistica che ben descrive i dati sperimentali è quella di *Weibull* caratterizzata da due parametri $\alpha e \beta$:

$$f_W(U, \alpha, \beta) = \frac{\alpha}{\beta} \cdot \left(\frac{U}{\beta}\right)^{\alpha-1} \cdot e^{-\left(\frac{U}{\beta}\right)^\alpha} \quad (10)$$

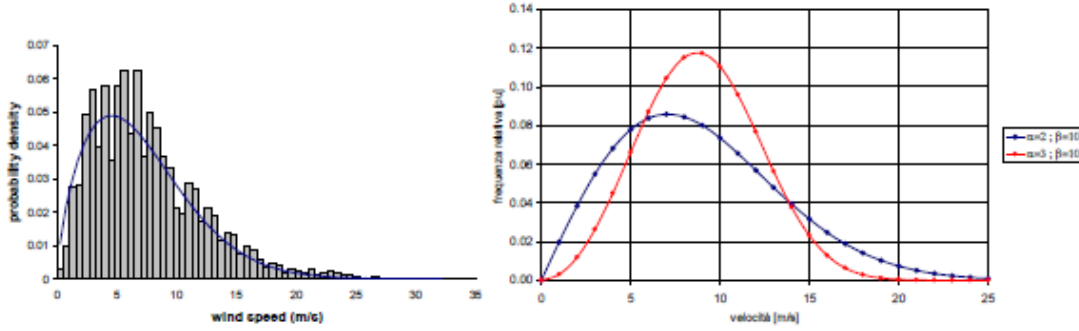


Figura 12: Funzione densità di probabilità e distribuzione di Weibull per due siti

2.2.2 Prestazioni della turbina eolica

Le prestazioni della turbina eolica nel suo insieme si riferiscono all'*efficienza aerodinamica* definita tramite il *coefficiente di potenza* C_p della turbina, il quale viene calcolato come il rapporto tra la potenza meccanica prodotta dalle pale P_{mec} e la potenza del vento (con velocità costante U), la quale si ottiene dalla derivata dell'energia cinetica di una massa d'aria in movimento:

$$C_p = \frac{P_{mec}}{\frac{1}{2}\rho AU^3} \quad (11)$$

in cui ρ è la densità dell'aria che corrisponde a $\approx 1,225 \text{ kg/m}^3$ alla temperatura ambiente di 15°C e a livello del mare e A è l'area spazzata dalle pale.

Considerando l'analogia con la meccanica dei fluidi, in particolare con la conservazione del trinomio di Bernoulli, supponendo che il movimento del fluido sia stazionario, in una turbina eolica ideale il processo di conversione avviene a energia potenziale costante, in quanto è costante la quota della massa d'aria, attraverso un tubo di flusso la cui sezione si espande prima e dopo il valore che coincide con l'area spazzata dalle pale. A parità di portata, dunque, e assumendo la densità dell'aria costante, le velocità finale del fluido (sezione maggiore) sarà minore della velocità iniziale (sezione minore); tale riduzione di velocità corrisponde all'aumento di pressione, la quale aumenta prima e dopo il contatto con la turbina ma durante il contatto stesso, presenta una discontinuità con una brusca riduzione di pressione a cui corrisponde la generazione di energia meccanica attraverso le pale.

Esaurito poi l'effetto scia prodotto dalla turbina e ad una certa distanza da essa, la pressione e la velocità dell'aria si riportano ai valori precedenti all'azione frenante delle pale.

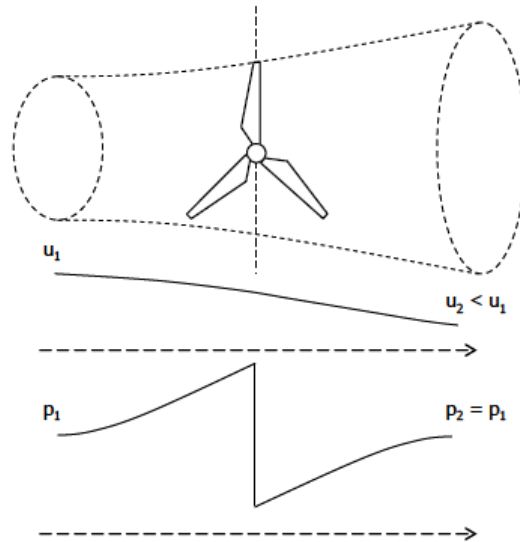


Figura 13: Andamenti della velocità e pressione lungo il tubo di flusso

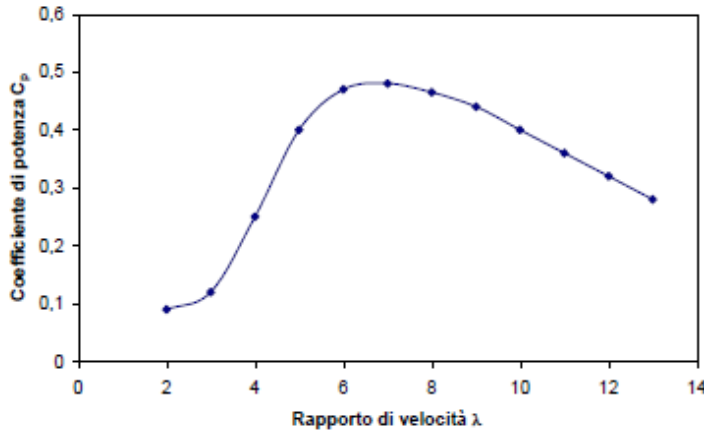
Le migliori prestazioni si ottengono quando il coefficiente di potenza è pari a circa il 59% (massimo teorico), valore che si ottiene quando la velocità del vento nella sezione spazzata dalle pale e la velocità finale sono rispettivamente il 67% ed il 33% della velocità iniziale. Dal punto di vista teorico, dunque, l'annullamento della velocità finale del vento e della corrispondente energia cinetica non corrisponde a massimizzare l'efficienza, che vale invece il 50%.

Ogni turbina, inoltre, viene definita dalla curva caratteristica che mette in relazione il coefficiente di potenza, quindi il rendimento aerodinamico, e il rapporto λ tra la velocità periferica alla punta delle pale V e la velocità del vento U :

$$\lambda = \frac{V}{U} = \frac{\omega \cdot R}{U} \quad (12)$$

in cui R è la lunghezza delle pale e ω la velocità angolare.

Come mostrato in figura 14, per elevati valori di λ , quindi a velocità del vento ridotte, si hanno perdite per bassa portanza, dovute a bassi angoli di attacco lungo il profilo delle pale, mentre per valori di $\lambda < 5$, che corrispondono a velocità del vento elevate, si hanno perdite principalmente per il fenomeno dello stallo, dovuto ai maggiori angoli di attacco; il massimo della curva, inoltre, si ottiene tipicamente per valori di λ compresi tra 5 e 10.

Figura 14: Curva $C_p(\lambda)$

2.2.3 Conversione elettromeccanica

Esistono due tipologie di turbine in mercato per quanto riguarda la tecnologia di conversione elettromeccanica:

- *turbine a velocità fissa*, circa il 40%, tipicamente dotati di generatori a induzione tradizionali con rotore a gabbia di scoiattolo e in grado di ottenere rendimenti elevati sono in prossimità della velocità nominale del vento;
- *turbine a velocità variabile*, di più recente sviluppo, occupano circa il 60% del mercato e sono tipicamente costituite da *DFIG (Doubly Fed Induction Generator)*, le più utilizzate, o da generatori sincroni a magneti permanenti; questa tecnologia viene utilizzata nella generazione di potenze maggiori, fino a qualche *MW* ed il range di velocità del vento è più ampio (+30% del valore nominale).

A differenza delle turbine a velocità costante in cui, al variare della velocità del vento, si percorrono i punti della curva di prestazione, con le turbine a velocità variabile è possibile rimanere in prossimità del valore di λ ottimale cambiando la velocità angolare ω , entro un certo intervallo, al variare della velocità del vento. Negli aerogeneratori a velocità variabile, dunque, si esegue la *regolazione a C_p costante*, che risulta ottimale quando, nella curva di potenza meccanica in funzione della velocità angolare delle pale, segue il luogo dei punti di massima potenza meccanica P_{max} per cui ad ogni velocità del vento corrisponde una sola velocità delle pale in grado di estrarre la massima potenza eolica:

$$P_{max} = C_{p,max} \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{1}{\lambda_{max}^3} \omega^3 \quad (13)$$

Per passare poi dalla velocità angolare delle pale a quella del generatore elettrico, è necessario moltiplicare per il fattore del moltiplicatore di giri, di cui

tipicamente si considera l'efficienza del 100%, che ha valori che di solito vanno da 30 a 50 con tre stadi di conversione della velocità (fattori parziali di 2,3 o 5). E' necessario inoltre considerare il limite di forza centrifuga per cui esiste una velocità del vento (9 m/s in Fig.15) oltre la quale si instaura un funzionamento a velocità del rotore costante che abbandona il luogo dei punti di massima potenza e raggiunge la potenza nominale che si mantiene con la stessa velocità ω associata, appunto, al limite di forza centrifuga.

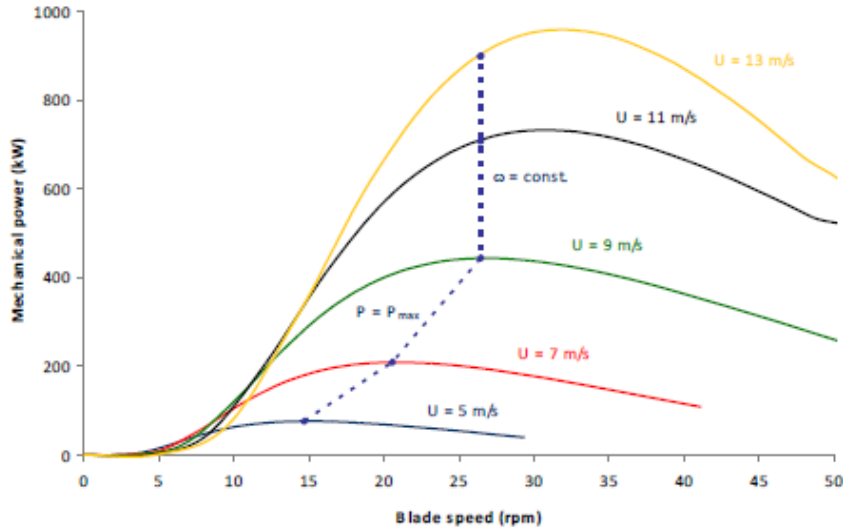


Figura 15: Famiglia di curve $P_{mec}(\omega)$ per una turbina di circa 900 kW

2.2.4 Calcolo della producibilità energetica di una turbina

Il rendimento di una turbina è fortemente dipendente dalla variazione della velocità del vento, pertanto per calcolare la producibilità energetica è necessario conoscere la distribuzione, tipicamente di Weibull, delle frequenze della velocità del vento $f_W(U)$ e la curva della potenza elettrica in funzione della velocità del vento $P_{el}(U)$.

Per una data velocità del vento all'altezza del mozzo, la producibilità è data dalla sommatoria dei prodotti della curva $P_{el}(U)$ e della distribuzione $f_W(U)$; si calcola l'energia prodotta e immessa in rete per la durata di un anno (8760 ore) e l'intervallo utile delle velocità del vento è $4 - 25\text{ m/s}$, per cui:

$$E_{anno}[kWh] = 8760 \cdot \sum_{U=4\text{ m/s}}^{U=25\text{ m/s}} (P_{el}(U) \cdot f_W(U)) \quad (14)$$

Si definisce il *capacity factor* che fornisce il numero di ore all'anno di funzionamento alla potenza nominale in percentuale rispetto al numero di ore dell'anno e si calcola come rapporto tra l'energia annuale e l'energia massima producibile, calcolata come prodotto della potenza nominale per 8760 ore. I valori

tipici di questo parametro per un impianto eolico sono compresi nell'intervallo 20 – 40% (70 – 90% per le centrali termoelettriche).

2.3 Conversione elettronica a frequenza variabile

2.3.1 Inverter per funzionamento autonomo e connessione alla rete

La grande maggioranza dei carichi alimentati dagli impianti fotovoltaici è in corrente alternata (AC) ed è perciò necessaria la conversione dell'energia elettrica generata dalla sorgente FV in continua (DC) eseguita dagli *inverter*, ovvero convertitori DC/AC.

Gli inverter più utilizzati sono i *VSI* (*Voltage Source Inverter*) a transistor (MOSFET o IGBT), interruttori elettronici comandabili all'apertura e alla chiusura, e se ne distinguono due categorie a seconda che l'impianto in cui sono inseriti sia autonomo o connesso alla rete.

Per un *impianto autonomo*, considerando ad esempio un'utenza residenziale, si richiede tipicamente una sorgente monofase in alternata (230V-50Hz o 110V-60Hz) e, se l'impianto utilizza accumulatori elettrochimici, la tensione dell'inverter lato DC assume generalmente i valori (o multipli) di 12, 24 o 48 V adattati poi al livello di uscita tramite trasformatori elevatori.

Un indice della qualità e del costo dell'inverter è la forma d'onda della tensione in uscita; il convertitore più economico, in configurazione a ponte con 4 transistor, fornisce una forma d'onda quadra ad alto contenuto armonico. Sono inoltre disponibili, per i carichi che li richiedono, inverter sinusoidali, tipicamente controllati in modulazione PWM (*Pulse Width Modulation*) basata sul confronto tra una forma d'onda portante triangolare ed una modulante sinusoidale per ottenere il segnale di comando dei transistor.

La figura 16 rappresenta una tipica struttura di inverter sinusoidale, monofase (caso *a*) e trifase (caso *b*), il cui funzionamento si basa sulla non contemporaneità di chiusura degli interruttori sulla stessa gamba (alternativamente uno aperto e l'altro chiuso) per evitare il corto circuito sul condensatore sul lato DC; a seconda di quali switch siano aperti o chiusi per gamba si ottiene in uscita una tensione positiva (interruttore superiore gamba sinistra e inferiore gamba destra in ON), negativa o nulla (i due interruttori superiori in ON).

Risulta inoltre fondamentale, nel caso di trasmissione di potenza reattiva, il contributo dei diodi per il ricircolo e l'inversione del flusso di corrente e per le commutazioni dei transistor.

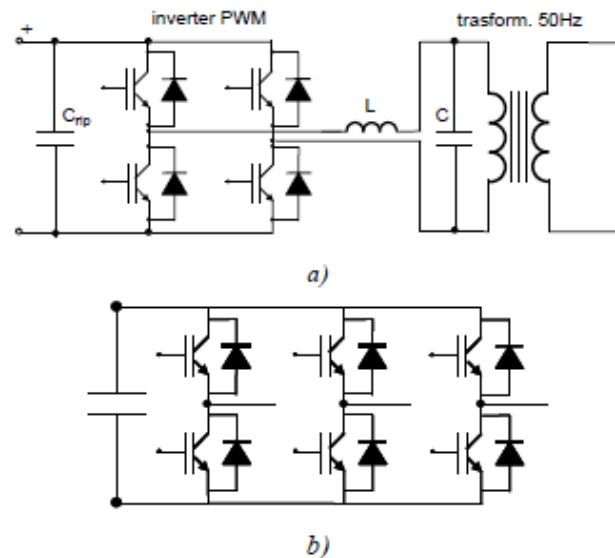


Figura 16: Strutture inverter monofase e trifase

I componenti principali mostrati in figura 16 sono:

- condensatore C_{rip} che compensa la fluttuazione sulla potenza istantanea;
- inverter PWM;
- filtro LC per ottenere un forma d'onda di tensione in uscita il più possibile sinusoidale con l'induttanza L che, nel caso di connessione alla rete, fornisce il disaccoppiamento dalla rete;
- trasformatore per ottenere il livello di tensione richiesto in uscita.

Per gli inverter utilizzati in impianti per funzionamento autonomo, le specifiche più importanti sono: un alto rendimento di conversione anche ai bassi carichi e, quindi, basse perdite a vuoto, basso contenuto armonico (fattore THD , *Total Harmonic Distorsion*), stabilità della tensione in uscita in ampiezza ($\pm 10\%$) e frequenza ($\pm 0,01\%$) e la capacità di sostenere sovraccarichi di breve durata da 2 a 4 volte la potenza nominale (avviamento motori).

Per l'*immissione di potenza attiva in rete*, gli inverter possono essere a tiristori o transistor; gli inverter a tiristori si impiegano tipicamente per sistemi fotovoltaici di potenza superiore a $100kW$ e sono caratterizzati da un basso costo ma contenuto armonico significativo ed esigenza di filtri. Gli inverter a transistor si distinguono, invece, a seconda che il trasformatore per la separazione galvanica dalla rete sia in bassa o alta frequenza, tra cui si tende ad utilizzare quelli in alta frequenza per ridurre gli ingombri in quanto un aumento della frequenza, a parità di tensione, comporta una riduzione del flusso, proporzionale alla sezione del circuito magnetico.

Gli inverter per connessione alla rete presentano uno stadio di ingresso dell'in-

seguitore del punto di massima potenza (MPPT) ed il rendimento di inseguimento MPPT è una delle specifiche di questi dispositivi, insieme al rendimento di conversione, al fattore di potenza che deve essere superiore a 0,9 e al limite di distorsione armonica della corrente di output per cui il THD deve essere inferiore o al più uguale al 5%.

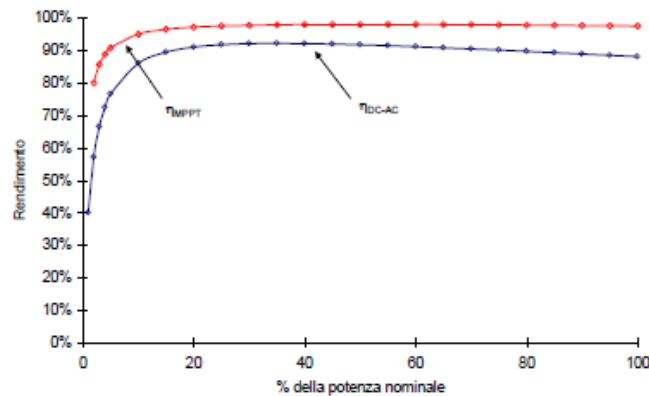


Figura 17: Rendimenti MPPT e conversione DC-AC

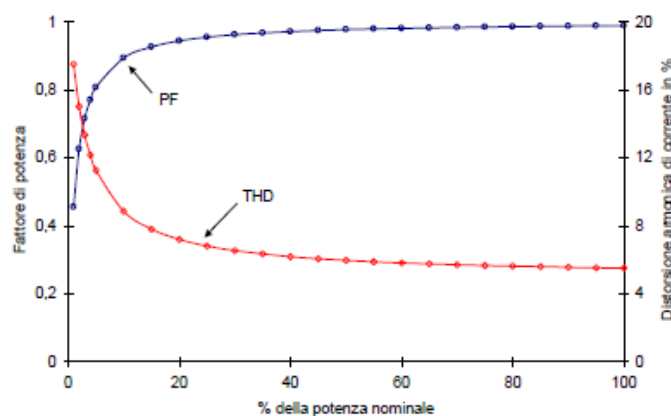


Figura 18: Fattore di potenza e THD

2.3.2 Convertitori DC/DC (MPPT)

Il convertitore DC/DC (*MPPT*, *Maximum Power Point Tracker*) viene impiegato per ottimizzare il rendimento globale del generatore FV in quanto, al variare di temperatura e irradianza, è in grado di estrarre la massima potenza erogabile e di trasferirla al carico modificando i valori di tensione e corrente in entrata. A tale scopo, si sfrutta la proprietà per cui la derivata della caratteristica $I(U)$ del generatore FV corrisponde al rapporto tra corrente e tensione nel punto di massima potenza, ovvero $\left| \frac{dI}{dU} \right| = \frac{I}{U}$ e, nel caso in cui ci sia la batteria in uscita, essendo la tensione di uscita pressoché costante, il sistema di controllo cerca il massimo della corrente di output al variare della tensione in ingresso.

La tecnica più utilizzata è quella del *Perturba e Osserva* tramite cui il sistema di

controllo, per una variazione di tensione ΔU imposta, misura e valuta la corrispondente variazione di potenza ΔP che se è negativa comporta la modifica del segno della ΔU , se invece è positiva si implementa una ulteriore variazione di tensione dello stesso segno.

A seconda della caratteristica di carico, inoltre, il MPPT per assorbire la massima potenza dal generatore deve lavorare nel punto di intersezione tra la caratteristica di carico e l'iperbole a potenza costante e, per questo, avrà un funzionamento da *step-down* (in discesa) oppure *step up* (in salita) a seconda che sia necessario una diminuzione o un aumento di tensione rispetto al punto di massima potenza della caratteristica $I(U)$, sempre rispetto ad una certa temperatura ed irradianza. La configurazione *step-down* è la più frequente e prevede l'uso di un transistor in serie ed un diodo in antiparallelo di ricircolo; il convertitore DC/DC impone in ingresso la tensione u_i necessaria ad estrarre la massima potenza dal generatore e ottiene la tensione in uscita u_D agendo sul *duty-cycle* $D = \frac{T_{ON}}{T_{ON}+T_{OFF}}$ del transistor.

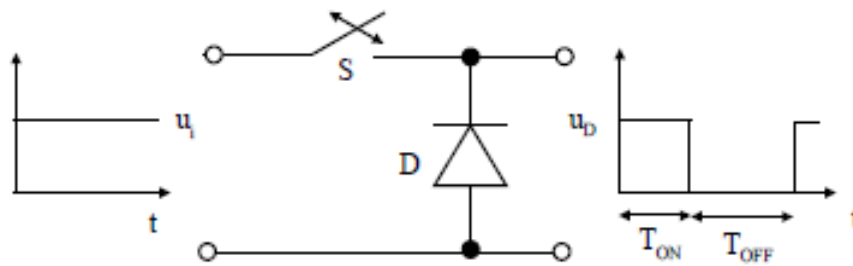


Figura 19: Conversione DC/DC step-down

Nel funzionamento degli MPPT sono richiesti rendimenti superiori al 97% e alta affidabilità; a tal proposito le variazioni molto rapide di irradianza legate ai fenomeni di ombratura concentrata o passaggio di nuvole possono provocare una significativa riduzione della tensione di massima potenza e, dunque, un punto debole di tali strutture di conversione.

2.4 Accumulatori elettrochimici

L'accumulo di energia negli impianti fotovoltaici autonomi viene effettuato prevalentemente dagli accumulatori elettrochimici nei quali l'energia elettrica viene immagazzinata tramite reazioni chimiche reversibili; per applicazioni speciali è possibile sfruttare l'immagazzinamento di acqua in un serbatoio (impianti FV di pompaggio) o la produzione di idrogeno.

Le caratteristiche principali di un accumulatore elettrochimico sono:

- *capacità* [Ah]: quantità di carica erogabile in un tempo di scarica tipica-

mente di 10 ore, che rappresenta un limite alla corrente erogabile, e alla temperatura di 20°C;

- *tensione nominale* alla quale l'energia immagazzinata viene erogata;
- *tensione massima di carica e minima di scarica*, ovvero limiti per la reversibilità delle reazioni chimiche;
- *DOD ("Depth of Discharge")* [%], cioè la massima profondità di scarica, dunque la capacità prelevabile senza ridurre la vita dell'accumulatore;
- *durata*, in termini di numero di cicli di carica e scarica per una certa DOD;
- *densità di energia elettrica accumulabile* in [Wh/l] o [Wh/kg].

La tipologia di accumulatori elettrochimici più utilizzata sul mercato è quella degli *accumulatori al piombo* grazie al costo ridotto e alle caratteristiche energetiche; questi accumulatori però non risultano adatti per le applicazioni in impianti fotovoltaici a causa della vita attesa piuttosto bassa e densità di potenza e di energia non troppo elevate. Si tratta, dunque, di batterie di dimensioni significative e che necessitano di adeguati sistemi di ventilazione.

Una delle tecnologie più promettenti nello stoccaggio elettrochimico è, invece, quella delle *batterie al litio*, grazie alla potenza specifica e capacità di accumulo elevate e notevolmente superiori rispetto alle altre tecnologie. Da considerare tuttavia il rischio legato alle condizioni di sovraccarico termico o elettrico.

3 Massimizzazione dell'autosufficienza

Sulla linea delle politiche energetiche europee (EU *Refining Forum* 2018) per la pianificazione del processo di elettrificazione del sistema energetico europeo, negli ultimi decenni, grazie allo sviluppo delle tecnologie, le utenze sono in grado sempre più di produrre, consumare o stoccare in modo decentralizzato la propria energia elettrica; si tratta, dunque, del concetto di *autosufficienza* (SS, *Self-Sufficiency*), modello di successo in quanto le tecnologie ad energia rinnovabile, in particolar modo il fotovoltaico, hanno raggiunto, in sempre più paesi, un costo unitario dell'energia elettrica pari o inferiore a quello dell'energia assorbita dalla rete garantendo un vantaggio economico ai consumatori.

L'autosufficienza presenta diverse definizioni in quanto è un concetto utilizzato in svariati contesti, da quello normativo a quello fiscale; dal punto di vista tecnico l'autosufficienza viene definita come *il consumo di energia elettrica prodotta nel medesimo sito in cui viene consumata sia istantaneamente che tramite sistemi di accumulo, indipendentemente dai soggetti che ricoprono il ruolo di produttore e di cliente finale purché operanti nello stesso sito opportunamente definito e confinato*.

$$SS = \frac{\text{Energia prodotta e consumata in loco}}{\text{Carico elettrico}} \quad (15)$$

$$SS = \frac{\text{Carico} - \text{Assorbimento da rete}}{\text{Carico elettrico}} \quad (16)$$

Una prerogativa per ottenere valori elevati di autosufficienza è la sincronizzazione tra i profili di produzione e di consumo di energia elettrica, mediante la logica di produzione e consumo in loco, tenendo in considerazione la significativa incertezza e variabilità delle fonti di energia rinnovabile. A tale scopo, dunque, risulta necessario l'adattamento dei livelli di produzione ai profili di carico in particolar modo nei periodi di picco di consumo.

Il raggiungimento di buoni livelli di autosufficienza da parte delle utenze garantisce effetti positivi sia ambientali che economici, come la riduzione delle perdite di rete rispetto alla trasmissione di energia a livelli di tensione più elevati, la riduzione dei costi di investimento attraverso la diminuzione della necessità di realizzazione di nuove reti o di espansione di quelle esistenti garantendo la potenza massima richiesta dalle utenze e la riduzione dei costi di connessione mediante l'utilizzo ottimale delle cabine di consegna.

Le principali strategie per la massimizzazione dell'autosufficienza agiscono sulle modalità di generazione e sulla mitigazione dei picchi di consumo mediante l'uso combinato della produzione da fonti di energia rinnovabile e dei sistemi di accumulo.

3.1 Sistemi di accumulo

Per la massimizzazione dei livelli di autosufficienza si predilige l'utilizzo di accumulatori per lo stoccaggio dell'energia nei periodi in cui il consumo risulta più basso per consentirne, poi, l'utilizzo quando il consumo è elevato in modo da ridurre l'assorbimento di energia dalla rete.

Esistono sul mercato diverse tecnologie di sistemi di accumulo sfruttabili a seconda della taglia e dell'ubicazione dell'impianto:

Tecnologia di accumulo	Capacità di accumulo [MW]	Efficienza di carica/scarica	Tempo di risposta	Durata della scarica
Batteria al piombo	3-20	75-80%	Secondi	Minuti a ore
Batteria agli ioni di litio	0.1-10	90%	Secondi	Minuti a ore
Batteria agli ioni di sodio	35	80-85%	Secondi	Minuti a ore
CAES	100-300	54-80%	Minuti	Ore
PHS	250-1000	80-87%	Secondi a minuti	Alcune ore
SMES	0.1-10	>90%	Immediato	1-100 secondi
VRB	0.1-10	75-80%	Secondi	2-8 ore

Figura 20: Tecnologie di accumulo

Considerando la bassa densità di energia immagazzinabile e limitata capacità, le tecnologie di accumulo elettrochimico, nonostante la buona dinamica di attivazione, non rappresentano la soluzione di stoccaggio più efficace per la massimizzazione dell'autosufficienza negli impianti di taglia elevata. Le tecnologie di accumulo con valori di capacità più idonei su larga scala che, nonostante i tempi di risposta più lunghi sono in grado di fornire più energia, sono invece i sistemi di accumulo ad aria compressa (CAES, *Compressed Air Energy Storage*) e, in particolare, i sistemi di pompaggio idroelettrici (PHS, *Pumped Hydro-Energy Storage*); gli impianti idroelettrici di pompaggio lavorano tipicamente a regime con velocità costante, ostacolo all'assorbimento del surplus energetico proveniente dalla produzione da energie rinnovabili. Si prevede, a tal proposito, l'uso di sistemi di pompaggio che operano in regime di velocità variabile.

La futura prospettiva prevede la soluzione di stoccaggio di energia sotto forma di idrogeno, soluzione ad oggi al vaglio della ricerca e non attualmente impiegabile su larga scala insieme ai sistemi di accumulo elettromagnetico di energia, denominati SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*) e la tecnologia VRB (batteria a flusso Vanadio Redox) che accumula l'energia impiegando le coppie redox del Vanadio presenti nell'elettrolita in soluzione con acido solforico.

3.2 Generazione combinata fotovoltaico-eolica

Tenendo in considerazione la significativa variabilità della producibilità della tecnologia fotovoltaica ed eolica in funzione delle condizioni meteorologiche e delle caratteristiche del territorio di installazione, il dimensionamento di un impianto di generazione da fonti rinnovabili prevede la valutazione del profilo di carico dell'utenza o dell'aggregato di utenze in questione. A tal proposito, nel caso di carico con consumo base elevato, al fine di ottenere un buon livello di autosufficienza, la sola generazione fotovoltaica, non abbinata ad una sufficiente capacità di accumulo, può non essere idonea; per questo la generazione combinata tra fotovoltaico ed eolico, con profili di generazione non simultanei, potrebbe essere una buona soluzione.

Dallo studio riportato nel documento [33], relativo alla simultaneità annuale di produzione fotovoltaica ed eolica per un aggregato di utenze terziarie, emerge che la capacità fotovoltaica è superiore alla potenza nominale dell'eolico nonostante la producibilità annuale FV sia inferiore. Viene quindi riportata la percentuale di ore nell'anno durante le quali viene garantita la produzione da almeno una delle due fonti rinnovabili; naturalmente i livelli di produzione dipendono non soltanto dal numero di ore di fruibilità ma anche dall'intensità delle sorgenti. Ad ogni modo il numero di ore di disponibilità di almeno una fonte di generazione rinnovabile può essere assunto come limite teorico di massima autosufficienza senza la presenza di sistemi di accumulo.

Si analizzano, dunque, i limiti legati a questo tipo di installazione: l'eventuale produzione eolica non prevedibile e non necessaria durante la notte (minimo consumo) e la dipendenza dalle condizioni meteorologiche del sito e, dunque, la contemporaneità della disponibilità di vento e radiazione solare, caso in cui viene privilegiato l'uso del fotovoltaico.

Un opportuno dimensionamento, dunque, del sistema di generazione combinata fotovoltaico-eolica rende possibile il raggiungimento di buoni livelli di autosufficienza anche in assenza di sistemi di accumulo dell'energia riducendo gli scambi con la rete rispetto ad un impianto con sola tecnologia fotovoltaica o eolica.

3.3 Load shifting

Il *load shifting* (spostamento del carico) ha lo scopo di ottimizzare lo sfruttamento delle sorgenti di generazione presenti attenuando i massimi e i minimi della curva di consumo energetico giornaliero applicando una traslazione temporale del picco verso i periodi caratterizzati da una scarsa domanda.

Il load shifting consiste nella combinazione delle due tecniche di *demand response* del *peak clipping* e del *valley filling*.

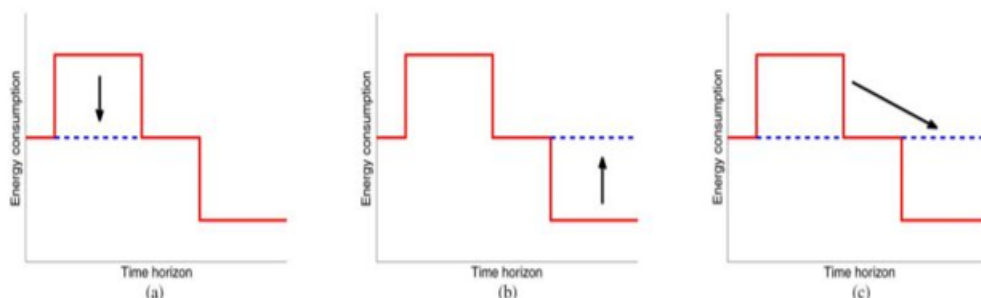


Figura 21: Tecniche di DR: a) *peak clipping*, b) *valley filling*, c) *load shifting*

L'applicazione del load shifting avviene tramite l'adozione di strategie incentivanti all'utilizzo dell'energia in specifiche fasce orarie, come ad esempio il diretto controllo sulle apparecchiature elettriche o politiche tariffarie.

Il load shifting e, in generale, le tecniche di demand response, consentono di ridurre le problematiche di congestione della rete e, nel caso di utenze attive, di ottenere un significativo aumento dell'autosufficienza modificando la curva di carico e, dunque, di ottenere un beneficio economico nel mancato acquisto di energia dalla rete.

3.4 Gestione dei picchi di consumo elettrico

Nel sistema elettrico, lo squilibrio tra i profili di generazione e consumo può provocare l'instabilità delle reti, dunque un'incidenza sulla *power quality* del servizio elettrico con possibili fluttuazioni di tensione o interruzioni dell'alimentazione.

Gli andamenti dei carichi nell'orizzonte temporale, a seconda che la tipologia di utenza sia residenziale, industriale o del settore terziario, sono caratterizzati da picchi di consumo che si presentano in determinate ore della giornata. Le tecniche di *peak shaving* ("saturazione dei picchi") hanno l'obiettivo di adattare al meglio il profilo di consumo a quello di generazione per ottenere una migliore qualità dell'energia.

Esistono diversi studi in letteratura che analizzano le logiche di peak shaving e, in particolar modo, grazie allo sviluppo delle tecnologie, l'utilizzo dei sistemi

di accumulo nell'attuazioni di tali tecniche per la saturazione dei picchi di consumo elettrico.

Nel documento [47] viene descritto un modello del sistema di accumulo elettrochimico per la saturazione dei picchi di consumo nel caso di produzione da eolico; nella figura seguente vengono mostrati degli esempi di profili giornalieri di consumo e produzione eolica.

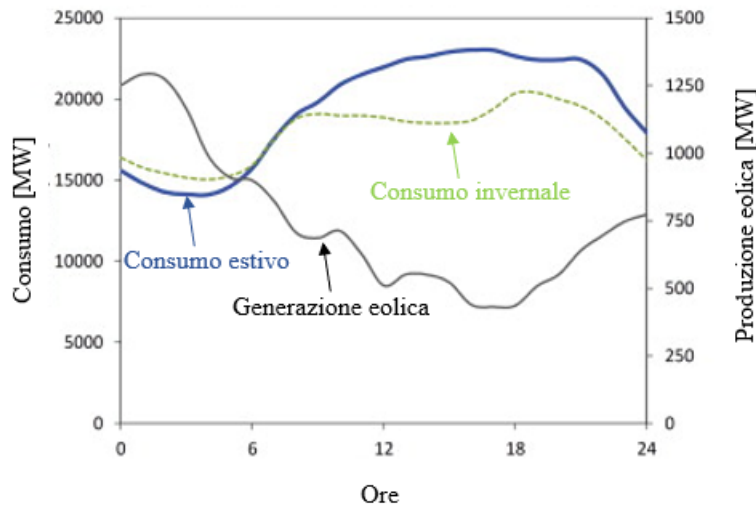


Figura 22: Profili di produzione eolica e consumo elettrico

Dalla figura 22 emerge lo squilibrio tra l'andamento del consumo e quello di produzione eolica, caratterizzato da variazioni ampie e veloci non sincrone con i cambiamenti relativi alla domanda elettrica; si tratta, dunque, di fluttuazioni di generazione e consumo per cui si descrive un modello di sistema di accumulo elettrochimico, sulla base del consumo energetico dell'utenza, al fine di ottenere la massima limitazione del picco della domanda di energia elettrica.

La funzione del sistema di accumulo in analisi è quella di stoccare ed immettere energia elettrica al fine di disaccoppiare in modo temporaneo una parte dei picchi di consumo dell'utenza dalla rete; il sistema è costituito da un gruppo di batterie, un inverter bidirezionale ed un regolatore.

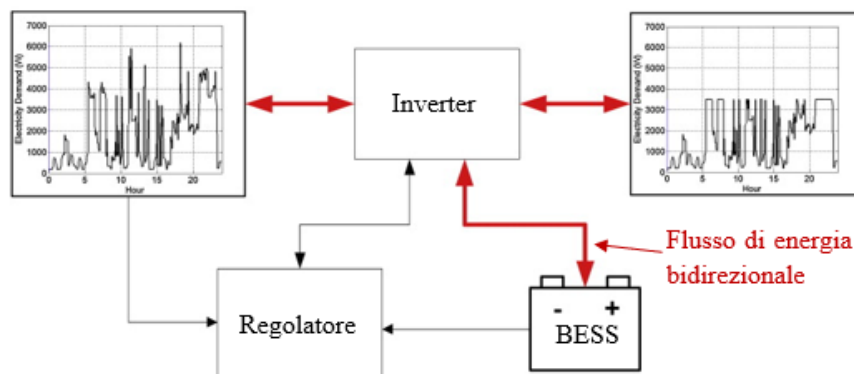


Figura 23: Sistema per la saturazione dei picchi di consumo

La limitazione dei picchi di consumo viene eseguita definendo un limite massimo per il consumo dell'utenza; nei periodi in cui la domanda risulta superiore a tale soglia, il sistema di accumulo, se presenta energia disponibile, si scarica tramite l'azione dell'inverter per soddisfare questi picchi di consumo.

Sono disponibili in letteratura numerosi studi sulla sostenibilità economica e la fattibilità dell'utilizzo di sistemi di accumulo elettrochimico per la limitazione dei picchi di consumo a partire dal costo d'investimento del sistema. Si arriva, dunque, alla conclusione per cui l'attuazione delle tecniche di *peak shaving* tramite l'utilizzo di qualsiasi tecnologia di accumulo necessita di incentivi statali per essere economicamente sostenibile.

3.5 Limitazione della generazione e dell'immissione da fonti rinnovabili

3.5.1 Limitazione della generazione

La produzione di energia da fonti rinnovabili comporta la presenza di eventuali picchi di generazione che corrispondono però a periodi di consumo ridotto; si tratta, dunque, di surplus di energia prodotta che viene immagazzinata nel sistema di accumulo se presente o, altrimenti, immessa in rete. In queste situazioni può essere applicata la logica del *peak shaving* nella limitazione dei picchi di generazione nei flussi energetici vero la rete con o senza l'utilizzo di sistemi di accumulo, i quali garantiscono però migliori risultati in termini economici e di efficienza energetica.

In questo lavoro di tesi, una volta determinate le taglie ottimali di fotovoltaico ed eolico dell'impianto di generazione, si procede al dimensionamento del sistema di accumulo e si valutano i flussi energetici e gli obiettivi di costo per decidere se applicare o meno la limitazione dei picchi di generazione. Si tratta di surplus energetici di produzione nei periodi di simultanea generazione da FV ed eolico in corrispondenza di un basso consumo; il contributo eolico viene ridotto variando l'orientamento delle pale rispetto alla direzione del vento e la quota di produzione fotovoltaica, invece, viene gestita limitando l'output dell'inverter. In questo modo la limitazione della generazione viene eseguita da dispositivi elettronici di potenza direttamente nell'impianto di produzione, senza la necessità di monitoraggio del sistema di accumulo e di previsione dei consumi.

Si esegue, per ogni ora, il confronto tra l'energia generata e l'eventuale limite imposto e, nel caso di superamento di quest'ultimo, si applica la saturazione della produzione per l'ora del giorno considerata.

Facendo riferimento ad un impianto di generazione combinata correttamente dimensionato rispetto al carico annuale, la figura 24 mostra i flussi energetici mensili mettendo in evidenza la produzione (FV e eolico), il consumo, il livello di autosufficienza e gli scambi con la rete.

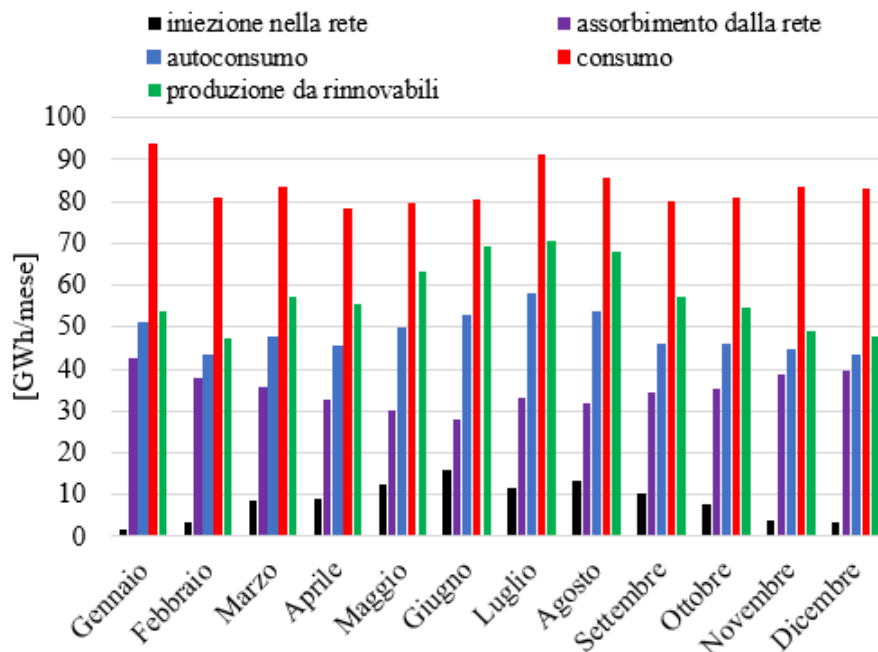


Figura 24: Esempi di flussi energetici mensili

La figura 24 mostra come nei mesi invernali ed autunnali la produzione risulta inferiore al consumo e si registra, dunque, un significativo assorbimento di energia dalla rete per soddisfare il consumo con quote di iniezione in rete molto basse; al contrario durante i mesi primaverili ed estivi (da Aprile ad Agosto) la producibilità, in particolar modo quella da fotovoltaico, è elevata e la dipendenza dalla rete risulta inferiore. Al contempo, durante i mesi primaverili/estivi, si registrano significative iniezioni di energia in rete, le quali possono essere ridotte imponendo la limitazione sulla potenza generata e favorendo così la sincronizzazione dei profili di produzione e consumo.

Seguono due figure successive, di cui la prima (25) mostra i flussi energetici di produzione e del sistema di accumulo in assenza di ogni limitazione durante una tipica giornata estiva mentre la seconda (26) evidenzia gli effetti della limitazione sulla generazione di potenza sul profilo di produzione, di iniezione in rete e sulla carica del sistema di accumulo.

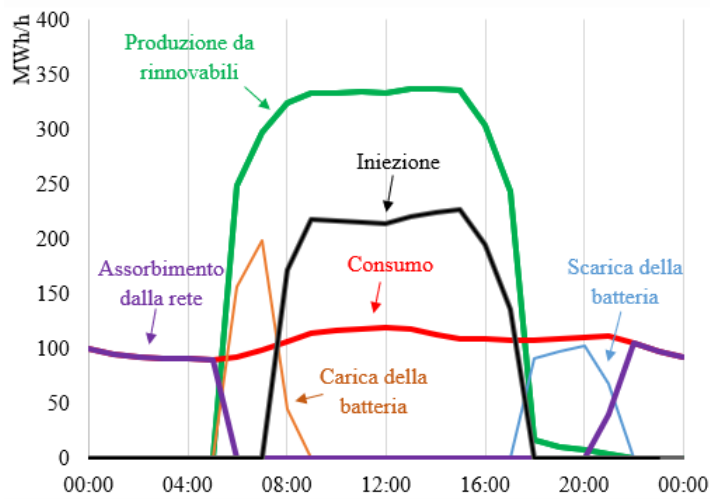


Figura 25: Esempi di flussi energetici giornalieri senza limitazione della generazione

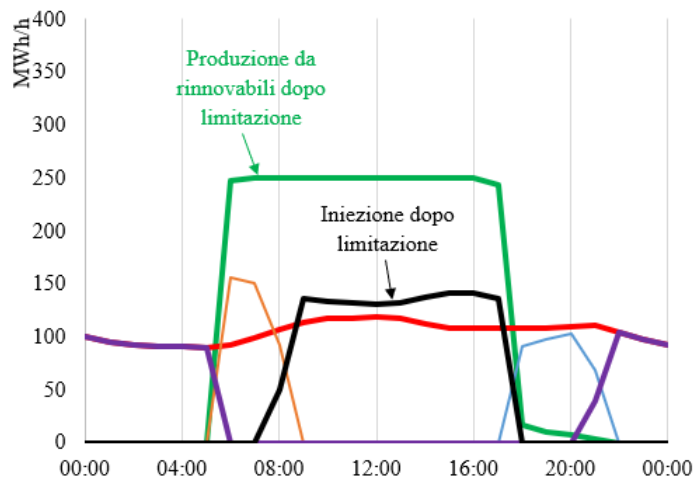


Figura 26: Esempi di flussi energetici giornalieri dopo la limitazione della generazione

Tramite l'applicazione della limitazione sul picco della generazione è possibile ridurre il flusso di energia iniettata in rete a discapito, però, di una diminuzione della disponibilità energetica per la carica dello storage.

Come mostrato in figura, l'immagazzinamento di energia da parte del sistema di accumulo avviene al mattino fino al completamento (circa ore 9:00) ed il surplus energetico rimanente viene venduto alla rete. Al fine di ridurre ulteriormente gli scambi con la rete si può pensare di aumentare la capacità del sistema di accumulo o di imporre un limite sulla produzione più restrittivo.

Dopo le ore 18:00 si riduce nettamente la generazione fotovoltaica ed anche il contributo dell'eolico risulta ridotto ed il consumo viene soddisfatto inizialmente dalla scarica dello storage che però non risulta sufficiente, motivo per cui sarà necessario assorbire energia dalla rete.

3.5.2 Limitazione dell'immissione di potenza in rete

Al fine di massimizzare l'autosufficienza, la limitazione dell'energia iniettata in rete considera preventivamente l'entità del consumo e dello stato del sistema di accumulo e prevede risultati migliori rispetto alla limitazione della generazione. Si esegue una limitazione retroattiva della produzione e lo stato di carica della batteria risulta fondamentale rispetto all'esigenza di cedere energia alla rete, immissione che avverrà solo nel caso in cui il carico sia pienamente soddisfatto e la batteria completamente caricata.

Si esegue in primo luogo un confronto tra la produzione oraria dalle sorgenti fotovoltaica ed eolica ed il carico orario da soddisfare, la cui differenza consente di quantificare l'energia che può essere ceduta, o eventualmente assorbita, dalla rete. Parte di tale surplus energetico viene utilizzato affinché la batteria raggiunga lo stato di carica massimo e la restante quota energetica viene confrontata con il limite orario imposto sull'iniezione in rete; se tale limite è rispettato, la quota di energia viene completamente ceduta alla rete, altrimenti l'iniezione oraria sarà pari al valore della soglia imposta.

La figura 27 evidenzia gli effetti della limitazione sulla massima immissione di energia in rete mostrando gli andamenti mensili di produzione (FV ed eolico), di consumo, gli scambi con la rete e il livello di autosufficienza.

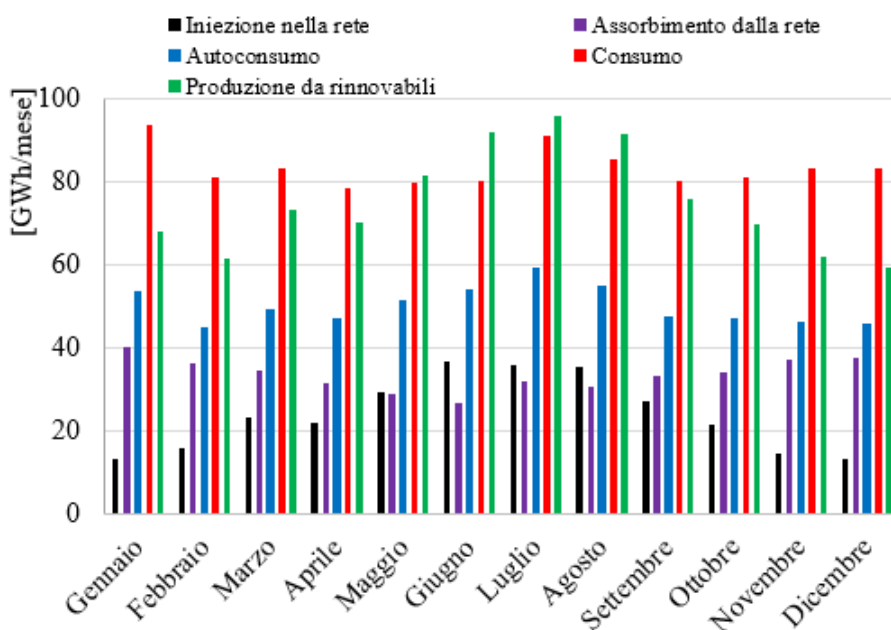


Figura 27: Esempi di flussi energetici mensili

Rispetto alla logica di limitazione sulla generazione, nel caso di limitazione sull'immissione in rete si osserva che i livelli mensili di iniezione sono notevolmente inferiori e si ottiene, grazie alla limitazione retroattiva della produzione,

un migliore bilanciamento tra produzione e consumo.

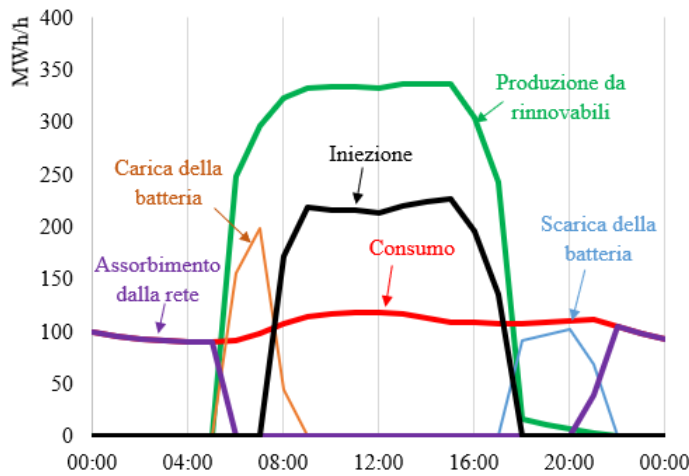


Figura 28: Esempi di flussi energetici giornalieri senza limitazione dell'iniezione

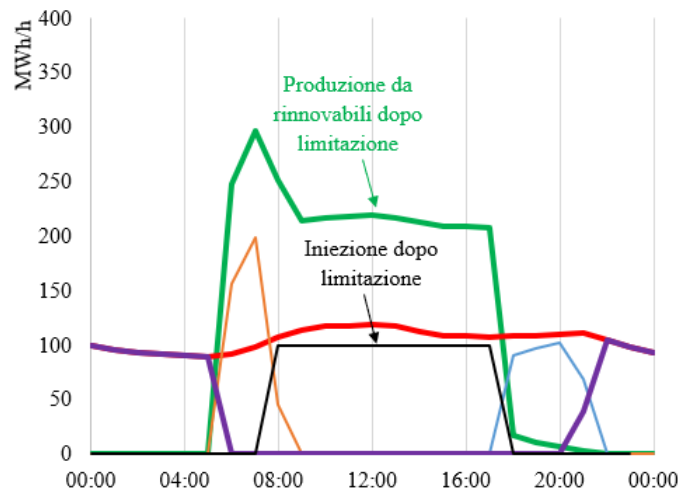


Figura 29: Esempi di flussi energetici giornalieri dopo la limitazione dell'iniezione

Dalle due figure precedenti, è possibile notare come la limitazione dell'iniezione non influenza la quantità di energia che può essere immagazzinata nel sistema di accumulo in quanto viene eseguita a valle dell'impianto di produzione. Risulta perciò possibile caricare completamente il sistema di accumulo prima della limitazione retroattiva della produzione, cosa che invece non avviene nel caso di limitazione della generazione, la quale viene eseguita a monte dell'impianto e non consente di privilegiare la carica del sistema di accumulo. La regolazione retroattiva della potenza, considerando il limite massimo di iniezione, avviene mediante un sistema di controllo che si trova in prossimità delle linee di trasmissione; le grandezze elettriche di interesse vengono campionate ed elaborate e si trasmette un segnale di comando al regolatore che gestisce la produzione. Si tratta, dunque, di una regolazione automatica, mediante il

confronto tra le grandezze misurate e quelle di set-point, che modula in modo opportuno i comandi da mandare all'inverter FV e al controllo del sistema eolico. Questo tipo di regolazione garantisce un aumento dell'affidabilità della fornitura elettrica e velocità di esecuzione delle manovre.

Un ulteriore vantaggio della limitazione dell'immissione in rete è di tipo economico in quanto nel quadro tariffario attuale il prezzo di acquisto dell'energia dalla rete è superiore rispetto al costo di vendita e l'utente ottiene, perciò, una riduzione dell'onere della bolletta elettrica.

4 Modelli matematici impiegati per la simulazione delle RES

Al fine di massimizzare il livello di autosufficienza o di ritorno economico per i casi studio analizzati in questo lavoro di tesi, viene eseguito un processo di ottimizzazione non lineare che sfrutta dei modelli matematici per il dimensionamento dei generatori fotovoltaici, eolici e dei sistemi di accumulo dell'energia. Una volta definite, infatti, le teglie ottimali della generazione e dello storage, in accordo con precisi obiettivi e vincoli, si procede alla massimizzazione dell'autosufficienza (o del ritorno economico) dei siti di installazione e, quindi, alla riduzione della dipendenza energetica dalla rete.

4.1 Modello di impianto eolico-FV con sistema di accumulo

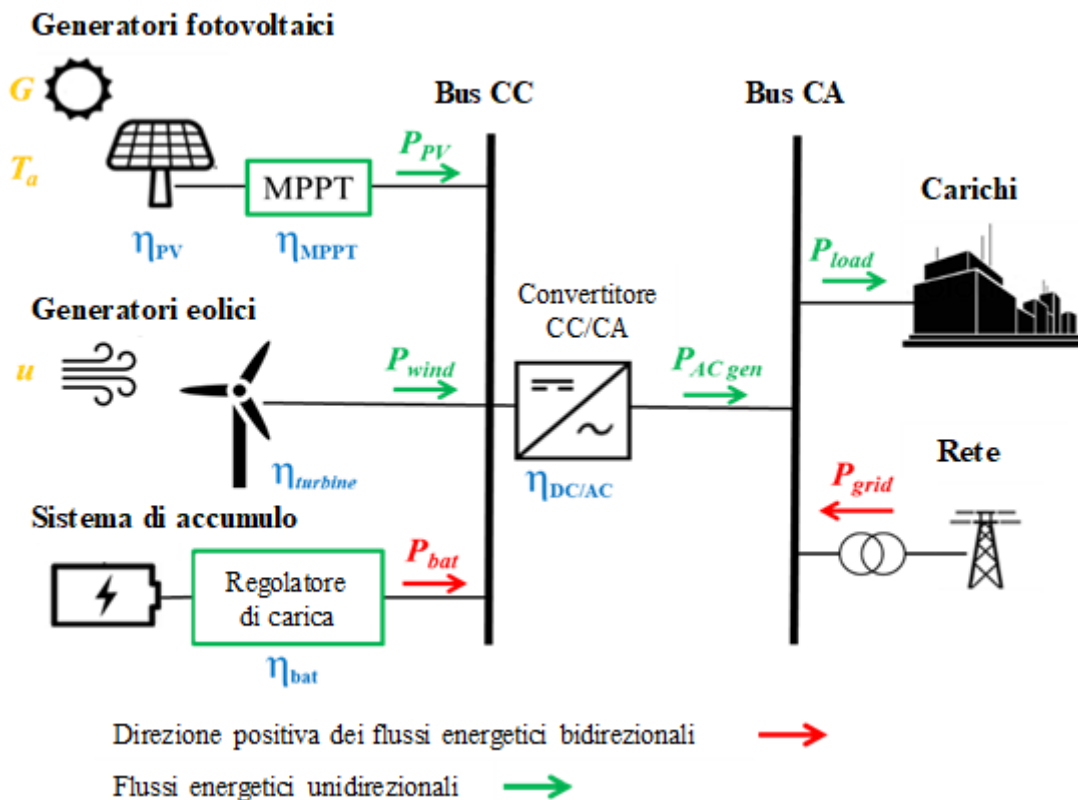


Figura 30: Modello RES simulato

La figura 30 mostra uno schema a blocchi rappresentativo del sistema ibrido simulato connesso alla rete con sistema di accumulo.

Il sistema combinato descritto in figura è costituito dai generatori fotovoltaici, turbine eoliche, accumulatori elettrochimici, convertitori elettronici e carichi; il *Bus CC* è l'elemento chiave che connette tutte le fonti di generazione rinnovabile alla tensione imposta dalla batteria (CC) mentre tutti i carichi sono in alternata (AC) e, in assenza di produzione e stoccaggio di energia, vengono ali-

mentati direttamente dalla rete.

L'alimentazione in alternata delle utenze, nel caso di produzione dalle fonti rinnovabili, si ottiene mediante l'azione dell'inverter la cui potenza nominale corrisponde alla somma delle potenze nominali dei generatori FV e eolici; il sistema di accumulo elettrochimico lavora quando non c'è disponibilità di generazione rinnovabile e, dunque, non viene considerato per il dimensionamento del convertitore CC/AC. Si tratta, inoltre, di un inverter *unidirezionale* in quanto l'obiettivo di massimizzazione dell'autosufficienza, e quindi di ridurre al minimo l'assorbimento dalla rete, non prevede la ricarica del sistema di accumulo sfruttando la rete per scambiare energia e trarne profitto.

Il processo di carica delle batterie da parte dei generatori FV ed eolici, inoltre, avviene nei periodi in cui il consumo è basso e, quando lo stato di carica raggiunge il valore limite inferiore fissato al 20% della capacità, il sistema di accumulo viene scollegato in modo da evitare scariche profonde e i carichi sono alimentati dalla rete.

Sono inoltre presenti un convertitore *MPPT* per l'inseguimento del punto di massima potenza del sistema fotovoltaico in qualsiasi condizione meteorologica ed un convertitore CC/CC per la connessione delle turbine eoliche al *Bus CC*.

4.2 Modello di generazione fotovoltaica

L'acquisizione dei dati meteo della località in studio avviene dal sito PVGIS in modalità non iterativa (API) definendo in modo opportuno l'URL da eseguire. I moduli fotovoltaici utilizzati nelle simulazioni sono ad asse fisso ("*fixed*"), per cui è prevista l'ottimizzazione sia dell'inclinazione che dell'orientamento, o ad inseguimento ("*tracking*"), per cui invece è possibile ottimizzare solo l'inclinazione in quanto l'orientamento risulta variabile.

Alcuni input principali da fornire al sito PVGIS tramite l'URL per l'acquisizione dati sono:

- latitudine e longitudine del sito di installazione in gradi decimali;
- tipologia di modulo fotovoltaico;
- anno di inizio e fine di acquisizione delle grandezze orarie;
- richiesta di ottimizzazione dell'inclinazione ed orientamento dei moduli.

Il modello matematico della tecnologia fotovoltaica prevede la misura della potenza di picco $P_{FV,pk}$ dei moduli commerciali alle condizioni di prova standard STC, ovvero $G_{STC} = 1kW/m^2$ e $T_{STC} = 25^{\circ}C$ e la simulazione della potenza

fotovoltaica viene eseguita su base oraria per cui l'irradianza, la temperatura ambiente, la potenza assorbita e le perdite termiche risultano variabili.

Si considera, inoltre, la potenza DC nel punto di massima potenza della curva caratteristica corrente-tensione come inversamente proporzionale all'irradianza, ovvero $P_{DC} \propto \frac{P_{FV,pk}}{G_{STC}}$, e funzione delle perdite termiche η_{th} , variabili, e delle altre fonti di perdita η_{mix} considerate, invece, costanti e pari all'incirca all'8%. Per cui:

$$P_{DC} = P_{FV,pk} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot \eta_{th} \cdot \eta_{mix} \quad (17)$$

Le perdite termiche sono legate alla riduzione del potenziale elettrico delle celle FV all'aumentare della temperatura e la potenza persa in dissipazione rispetto alle condizioni standard risulta essere di circa $\gamma_{th} \approx 0,3 - 0,5 \frac{\%}{^{\circ}C}$.

Per poter valutare le perdite termiche, si stima la temperatura delle celle fotovoltaiche T_c ad ogni passo temporale a partire dalla temperatura dell'aria T_a in $^{\circ}C$:

$$T_c[^{\circ}C] = T_a + \frac{NOCT - 20}{G_{NOCT}} \cdot G[^{\circ}C] \quad (18)$$

in cui la NOCT (*Normal Operating Cell Temperature*) è la normale temperatura operativa della cella FV riportata nella scheda tecnica dei moduli e in questo lavoro si considera $NOCT = 45^{\circ}C$; la G_{NOCT} è invece l'irradianza solare corrispondente alla temperatura NOCT ed è pari a $800W/m^2$.

Si calcolano dunque le perdite per sovratemperatura rispetto alle condizioni standard tramite:

$$k_T = \gamma_{th} \cdot (T_c - T_{STC}) \quad (19)$$

Esistono, come già accennato, altre fonti di perdita oltre la temperatura, raggruppate nel termine η_{mix} :

$$\eta_{mix} = \eta_{dirt} \cdot \eta_{refl} \cdot \eta_{mis} \cdot \eta_{cable} \cdot \eta_{shade} \quad (20)$$

Il primo termine η_{dirt} considera le perdite dovute alla sporcizia per il deposito sulla superficie in vetro dei moduli di polvere e altri materiali; tali perdite sono più elevate quando l'inclinazione dei moduli è bassa in quanto la pulizia naturale eseguita dalla pioggia non risulta sufficiente. Si utilizza in questo lavoro un valore tipico $\eta_{dirt} = 0,98$ per cui si considera che gli impianti simulati non si trovino in condizioni di estrema sporcizia.

Le perdite legate alla riflessione dell'irradianza solare sulla superficie superiore in vetro dei moduli FV sono considerate come inevitabili e pari all'incirca al 3%, per cui $\eta_{refl} = 0,97$.

Nelle simulazioni viene inoltre impostato un limite di irradianza minima $G_{lim} =$

$0,0177 \frac{kW}{m^2}$ al di sotto del quale l'inverter non riesce a lavorare e si spegne; tali perdite dovute alla bassa irradianza si verificano in modo particolare all'alba e al tramonto e nelle giornate particolarmente nuvolose.

Il termine η_{mis} rappresenta le perdite dovute al fenomeno del *mismatching* e quindi alla disomogeneità delle caratteristiche I-U nella connessione serie o parallelo dei moduli; si considera $\eta_{mis} = 0,97$.

Le perdite rappresentate dal termine η_{cable} fanno riferimento alla dissipazione nei cavi dell'energia elettrica in calore per effetto Joule che dipende dalla sezione trasversale e dalla lunghezza del cablaggio. Si considera nelle simulazioni un valore tipico di $\eta_{cable} = 0,99$.

Le perdite per ombreggiatura sono dovute a cause esterne e non possono essere considerate come caratteristica intrinseca del sistema; nelle simulazioni tali perdite vengono all'incirca trascurate considerando $\eta_{shade} = 0,99$.

4.3 Modello di generazione eolica

Il modello di generazione eolica prevede un legame tra la velocità del vento e la potenza meccanica in uscita fortemente non lineare; la potenza convertita da una turbina eolica ad asse orizzontale in condizioni stazionaria risulta essere una funzione cubica della velocità del vento, esprimibile come:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \cdot \rho_a \cdot A \cdot u_W^3 \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad (21)$$

in cui:

- $\rho_a \approx 1,225 \frac{kg}{m^3}$, a $15^\circ C$ e $1atm$, è la densità dell'aria;
- A è l'area spazzata dalle pale, perpendicolare alla direzione della velocità del vento e funzione della lunghezza delle pale R ;
- u_W in m/s è la velocità del vento all'altezza z del mozzo ([m]), ricordando che:

$$u_W(z) = u_{ref} \cdot \frac{\ln(\frac{z}{z_0})}{\ln(\frac{z_{ref}}{z_0})} \quad (22)$$

in cui u_{ref} è la velocità del vento all'altezza di riferimento z_{ref} della stazione meteorologica, in questo caso $z_{ref} = 3m$, e z_0 è la lunghezza della rugosità del terreno del sito di installazione considerato;

- $C_p(\lambda, \beta)$ rappresenta il coefficiente di potenza, ovvero il rapporto tra la potenza convertita e quella disponibile ed è funzione del rapporto λ tra la

velocità periferica della punta delle pale e la velocità del vento e dell'angolo di inclinazione della pala β .

Come curva di potenza della turbina eolica viene utilizzata quella fornita dal costruttore nella scheda tecnica sulla correlazione tra la velocità del vento e la potenza AC in uscita che tiene conto del rendimento η_W della turbina.

La figura seguente mostra una tipica curva $u_W - P_W$ di una turbina eolica con potenza nominale $P_{W,r} = 850kW$ corrispondente ad una velocità del vento nominale di circa $u_{W,r} = 12m/s$, velocità di *cut-in* o di intervento pari a $3m/s$ e velocità massima o di disinserimento pari a $25m/s$.

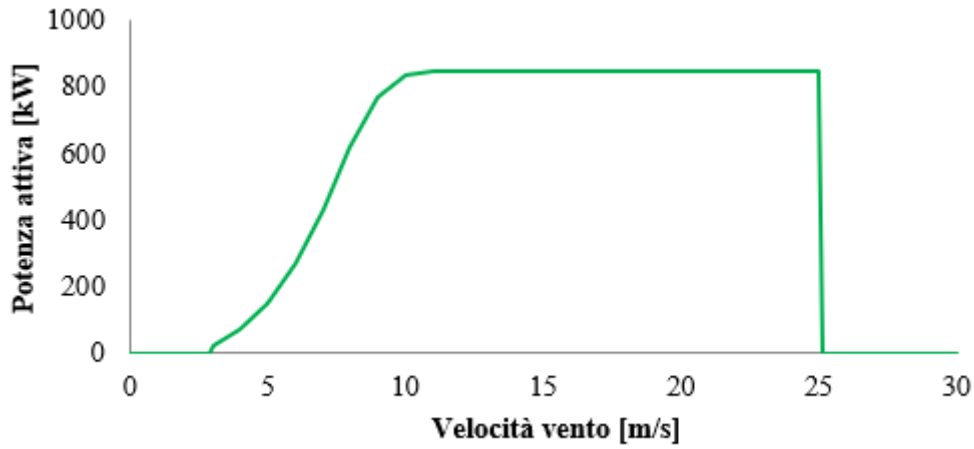


Figura 31: Esempio di curva di potenza caratteristica di una turbina eolica

Come mostrato in figura 31, le turbine eoliche commerciali a velocità variabile presentano una curva caratteristica costituita da tre zone principali:

- per $u_{cut-in} < u_W < u_{W,r}$, ovvero per velocità del vento medio-bassa ($4 - 9m/s$), per cui il legame $u_W - P_W$ è una funzione cubica, $P_W = a \cdot u_W^3 - b \cdot P_{W,r}$;
- per $u \approx u_{W,r}$, quindi all'incirca tra 9 e 12 m/s, la funzione è quasi lineare;
- per $u_{W,r} < u_W < u_{max}$, quindi nell'intervallo 12-25 m/s, la potenza è costante e pari a quella nominale $P_{W,r}$ fino al raggiungimento della velocità del vento massima per cui il rotore viene bloccato per evitare danneggiamenti meccanici.

Il confronto tra le prestazioni di differenti turbine eoliche in commercio avviene tramite la valutazione del rendimento globale di conversione meccanico-elettrica:

$$\eta_{w,glob} = \frac{P_{w,el}}{\frac{1}{2} \cdot \rho_a \cdot A \cdot u_W^3} \quad (23)$$

4.4 Modello del sistema di accumulo

La definizione di un corretto modello del sistema di accumulo è necessaria e fondamentale per la valutazione dei flussi energetici ed economici (*cash flows*, flussi di cassa).

I modelli elettrici più sofisticati vengono utilizzati per determinare i parametri più significativi, quali il numero di cicli eseguiti, lo stato di carica SoC (*State of Charge*) il quale viene calcolato con frequenza oraria e confrontato con il limiti massimo e minimo (SoC_{max} e SoC_{min}) per la valutazione della quantità di energia immagazzinata o immagazzinabile nella batteria caratterizzata dalla capacità nominale $C_{storage}$.

La figura 32 mostra un diagramma di flusso che rappresenta la suddivisione in step del procedimento utilizzato per la valutazione dei bilanci energetici a valle del sistema di accumulo e dei profili di carica e scarica.

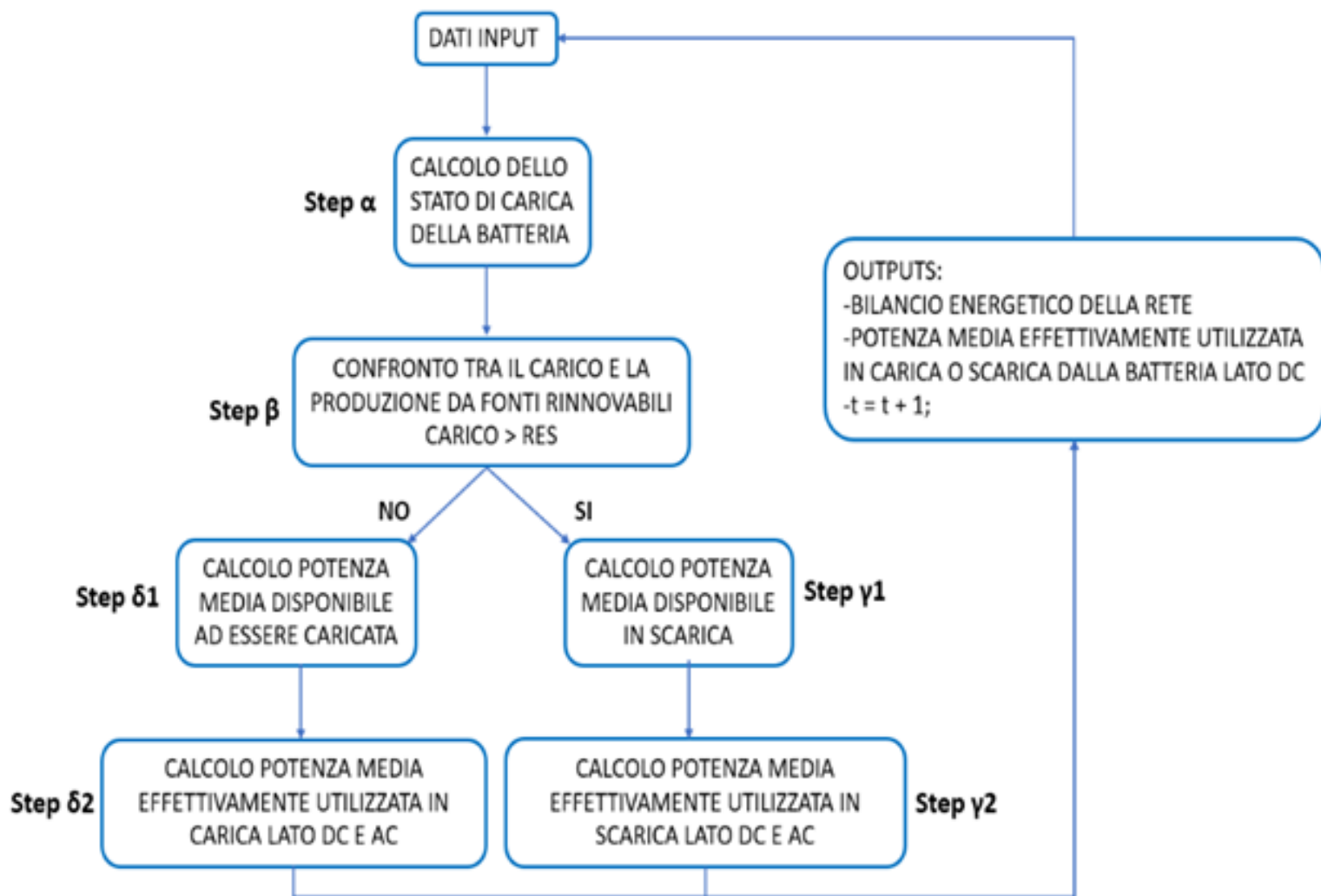


Figura 32: Flow chart funzionamento sistema di accumulo

I parametri di input del modello del sistema di accumulo sono valutati con frequenza oraria e sono:

- la potenza media generata dalle RES;
- la potenza media assorbita dal carico;
- la potenza media utilizzata lato DC;
- SoC della batteria considerandola inizialmente carica.

• **STEP α : CALCOLO DELLO STATO DI CARICA SoC**

La determinazione dello SoC è fondamentale in quanto consente di valutare la percentuale di carica della batteria e la disponibilità di energia scaricabile e da caricare.

Il calcolo viene così effettuato:

$$SoC(t) = SoC(t-1) - \frac{P_{batt,DC}(t-1) \cdot \Delta t}{C_{storage}} \quad (24)$$

in cui $\Delta t = 1h$, la batteria viene considerata inizialmente carica e, dunque, lo stato di carica all'istante iniziale $SoC(t=0) = 100\%$, $C_{storage}$ è la capacità totale della batteria in kWh e la $P_{batt,DC}(t-1)$ rappresenta la potenza media della batteria in kWh utilizzata in carica o scarica, per cui naturalmente $P_{batt,DC}(t=0) = 0$.

• **STEP β : CONFRONTO TRA LA POTENZA ASSORBITA DAL CARICO E LA GENERAZIONE DA RES**

Si esegue il confronto ad ogni ora tra la potenza assorbita dal carico e la produzione da fonti rinnovabili, in quanto la differenza tra generazione e carico consente di valutare la potenza media da assorbire o cedere alla rete. E' possibile distinguere i seguenti casi:

- $P_{res} - P_{load} < 0 \rightarrow P_{load} > P_{res}$, si tratta di assorbimento dalla batteria e, dunque, processo di scarica;
- $P_{res} - P_{load} > 0 \rightarrow P_{load} < P_{res}$, corrisponde alla carica della batteria o, nel caso in cui sia già completamente carica, alla cessione di energia in rete.

Nel caso in cui la potenza assorbita dal carico sia superiore a quella prodotta dalle fonti rinnovabili e, dunque, nel caso di scarica della batteria, si valuta l'energia al netto del rendimento di scarica $\eta_{discharge}$:

$$P_{net}(t) = P_{res}(t) - P_{load}(t) \quad (25)$$

$$P_{net,discharge}(t) = \frac{P_{net}(t)}{\eta_{discharge}} \quad (26)$$

Le precedenti equazioni mostrano come la potenza netta in questo caso venga maggiorata dividendola per il rendimento di scarica per tenere in considerazione le successive perdite di conversione; in altre parole si sfrutterà più energia all'interno della batteria per far fronte alla richiesta del carico.

Nel caso in cui, invece, la produzione da fonti rinnovabili sia superiore all'assorbimento del carico e, dunque, nel caso di carica della batteria, si calcola:

$$P_{net,charge}(t) = P_{net}(t) \cdot \eta_{charge} \quad (27)$$

In questo caso la potenza netta viene moltiplicata per il rendimento di carica e, dunque, ridotta; tale energia, nel caso in cui la batteria sia già carica, sarà ceduta alla rete.

A questo punto, calcolato lo SoC e confrontata la produzione con il carico, il diagramma di flusso procede attraverso due possibili strade: lo STEP $\gamma 1$ e $\gamma 2$ (scarica) e lo STEP $\delta 1$ e $\delta 2$ (carica).

- **STEP $\gamma 1$: CALCOLO DELLA POTENZA MEDIA DISPONIBILE IN SCARICA**

Il calcolo della potenza media disponibile per la scarica $P_{available,discharge}(t)$ in kWh all'interno della batteria, senza considerare ancora il rendimento di conversione all'alternata, si esegue mediante la seguente equazione in cui viene utilizzato lo stato di carica minimo (SoC_{min}) al di sotto del quale potrebbero verificarsi danneggiamenti per invecchiamento e degrado della batteria:

$$P_{available,discharge}(t) = (SoC(t) - SoC_{min}) \cdot C_{storage} \quad (28)$$

- **STEP $\gamma 2$: CALCOLO DELLA POTENZA MEDIA EFFETTIVAMENTE UTILIZZATA IN SCARICA**

Solo una parte della potenza media disponibile per la scarica verrà poi utilizzata effettivamente nel processo di scarica della batteria; sul lato DC tale potenza effettiva sarà il valore minimo tra la potenza media disponibile calcolata nello step precedente, l'opposto della potenza netta di scarica e la potenza limite massima P_{max} , parametro fornito dal costruttore che rappresenta la massima potenza che può essere assorbita o erogata dal sistema di

accumulo:

$$P_{batt,DC}(t) = \min(P_{available,discharge}(t), -P_{net,discharge}(t), P_{max}) \quad (29)$$

Nel caso in cui la richiesta del carico risulti essere superiore al minimo calcolato nell'equazione 30, il surplus di energia necessaria per soddisfare l'utenza verrà assorbito dalla rete.

Successivamente l'energia effettivamente erogata dalla batteria sul lato AC viene calcolata come:

$$P_{batt,AC}(t) = P_{batt,DC}(t) \cdot \eta_{discharge} \quad (30)$$

e la quota eventualmente assorbita dalla rete è calcolabile come:

$$P_{absorption} = (-P_{net,discharge}(t) - P_{batt,DC}(t)) \cdot \eta_{discharge} \quad (31)$$

• STEP $\delta 1$: CALCOLO DELLA POTENZA MEDIA DISPONIBILE IN CARICA

Il calcolo della potenza media disponibile per essere caricata nella batteria $P_{available,charge}(t)$ in kWh senza considerare il rendimento di conversione in alternata, ovvero l'energia che serve affinché la batteria risulti completamente carica, viene eseguito utilizzando la seguente equazione:

$$P_{available,charge}(t) = (SoC_{max} - SoC(t)) \cdot C_{storage} \quad (32)$$

in cui lo stato di carica massimo $SoC_{max} = 100\%$.

• STEP $\delta 2$: CALCOLO DELLA POTENZA MEDIA EFFETTIVAMENTE UTILIZZATA IN CARICA

Anche in questo caso non tutta l'energia corrispondente alla differenza tra richiesta del carico e produzione da rinnovabili viene immagazzinata nella batteria in quanto si deve considerare il rendimento di conversione; sul lato in continua la potenza media effettivamente utilizzata in carica $P_{batt,DC}(t)$ viene calcolata in modo analogo al processo di scarica ma con segno opposto negativo coerentemente al significato fisico per cui si tratta di un'energia entrante nel sistema:

$$P_{batt,DC}(t) = -\min(P_{available,charge}(t), P_{net,charge}(t), P_{max}) \quad (33)$$

A questo punto è possibile analizzare tre possibili casi per il processo di carica del sistema di accumulo:

1. L'energia disponibile per la carica è minore di quella prodotta dalle fonti rinnovabili per cui $\min = P_{available,charge}(t)$; la batteria sarà dunque caricata del valore $P_{available,charge}(t)$ e la restante parte sarà ceduta alla rete;

2. L'energia fornita dalle fonti rinnovabili è minore dell'energia interna utile al raggiungimento dello stato di carica massima per cui $\min = P_{net,charge}(t)$; il sistema dunque sfrutta pienamente questa quantità di energia per il processo di carica del sistema di accumulo e l'iniezione in rete è nulla;
3. Il limite intrinseco della batteria è il più basso per cui $\min = P_{max}$; tutta l'energia fornita dalle rinnovabili viene utilizzata per caricare la batteria e l'eventuale surplus viene ceduto alla rete.

A questo punto, calcolata la potenza effettivamente utilizzata in carica sul lato DC, è possibile determinare l'energia da richiedere sul lato AC come:

$$P_{batt,AC}(t) = \frac{P_{batt,DC}(t)}{\eta_{charge}} \quad (34)$$

Una volta calcolati gli output di potenza effettivamente utilizzata sul lato AC nel caso di carica e scarica è possibile rieseguire il bilancio energetico che descrive il funzionamento del sistema di produzione da fonti di energia rinnovabile con sistema di accumulo:

$$P_{net}(t) = P_{res}(t) + P_{batt,AC} - P_{load} \quad (35)$$

Un altro output del processo iterativo fino a qui descritto è la potenza media effettivamente utilizzata in carica o scarica dalla batteria sul lato DC utilizzata per il calcolo dello SoC dello step α . Si procede, dunque, all'implementazione dell'istante di tempo $t = t + 1$.

4.5 Gestione del sistema di accumulo

L'obiettivo principale delle simulazioni implementate per la pianificazione RES è l'aumento dell'uso di energia prodotta da fonti rinnovabili per ottenere buoni livelli di autosufficienza, o ritorno economico, in modo da diminuire sempre di più la dipendenza energetica dalla rete. Per questo motivo non vengono considerati i casi in cui il sistema di accumulo viene sfruttato per acquistare energia dalla rete al minimo costo, durante la notte ad esempio, per rivenderla poi ad un prezzo maggiorato sfruttando, quindi, energia prodotta da centrali elettriche tradizionali.

La gestione del sistema di accumulo prevede, dunque, assorbimento di energia dalla rete solo nel caso in cui la richiesta del carico risulti superiore alla generazione dalle fonti rinnovabili; nel caso in cui invece la produzione da fotovoltaico ed eolico risulti maggiore rispetto all'assorbimento del carico, tale surplus energetico verrà immagazzinato nel sistema di accumulo fino al raggiungimento eventuale di stato di carica massima.

Per questi motivi i convertitori DC/AC utilizzati in questi sistemi sono di tipo unidirezionale in quanto il flusso energetico si muove sempre dal lato DC della generazione e accumulo verso il lato AC delle utenze.

La potenza nominale dell'inverter corrisponde alla somma delle potenze nominali dei generatori FV e eolici; il sistema di accumulo elettrochimico non viene considerato per il dimensionamento del convertitore in quanto lavora quando non c'è disponibilità di generazione rinnovabile.

In questo modo la taglia dell'inverter è limitata a quella dei generatori per rendere il suo profilo più omogeneo e limitare la massima produzione; inoltre si evita così che il processo di scarica della batteria avvenga quando la generazione da fonti rinnovabili risulti già massima e l'energia immagazzinata nel sistema di accumulo verrà utilizzata solo quando la produzione da FV ed eolico risulta inferiore alla capacità nominale dell'inverter.

Il procedimento delle simulazioni prevede il calcolo dei flussi energetici a partire dalla generazione rinnovabile per cui la potenza viene considerata costante minuto per minuto e calcolata sulla base dell'irradianza solare, velocità del vento e temperatura dell'aria; si procede poi con il confronto tra la produzione e la richiesta del carico per poter valutare l'utilizzo o meno del sistema di accumulo e la necessità di assorbimento dalla rete.

La gestione del sistema di accumulo prevede che lo stoccaggio sia completamente carico ($SoC = SoC_{max}$), parzialmente carico ($SoC_{min} < SoC < SoC_{max}$) o vuoto ($SoC < SoC_{min}$); il sistema di controllo verifica se c'è un surplus o deficit di produzione da rinnovabili rispetto alla richiesta del carico, lo stato di carica del sistema di accumulo e in base a ciò determina l'utilizzo o meno dello stoccaggio e la quantità di carica o scarica.

Nelle simulazioni si considera che lo stato del sistema di accumulo iniziale, dunque alla prima ora del primo giorno dell'anno, sia completamente carico, quindi $SoC = SoC_{max} = 100\%$; conclusa una simulazione lo SoC viene aggiornato ed utilizzato come input per la simulazione seguente relativa all'ora successiva.

Si possono verificare, dunque, sei possibili casi a partire dalla valutazione di produzione da rinnovabili e carico, grandezze indipendenti dagli output delle ore precedenti, e stato di carica del sistema di accumulo.

- **CASO 1:** $E_{res} > E_{load}$ e $SoC = SoC_{max} = 100\%$

La produzione da fonti rinnovabili risulta superiore alla richiesta energetica del carico ed il sistema di accumulo è completamente carico; l'utenza viene quindi soddisfatta pienamente dalla generazione FV ed eolica e il surplus di energia viene immesso in rete in quanto lo stoccaggio è già pieno. Lo SoC rimane dunque invariato rispetto all'ora precedente.

$$\begin{cases} E_{grid} = E_{res} - E_{load} \\ E_{storage} = 0 \\ SoC(t+1) = SoC(t) = SoC_{max} \end{cases}$$

- **CASO 2:** $E_{res} < E_{load}$ e $SoC = SoC_{max} = 100\%$

La produzione RES risulta inferiore rispetto alla richiesta del carico che non può essere quindi soddisfatta dalla sola generazione da FV ed eolico; il deficit energetico può essere assorbito dalla rete e dal sistema di accumulo. In questo caso, dunque, è necessario considerare i due limiti imposti sul funzionamento dello stoccaggio implementati come input nel codice: E_{max} , definita nella scheda tecnica del dispositivo, rappresenta la massima potenza che può essere assorbita o scaricata dalla batteria per evitare processi di carica o scarica troppo rapidi che possono danneggiare la batteria; il secondo limite è la $E_{storage,discharge}$, cioè la massima energia che può essere scaricata dal sistema di accumulo carico in un'ora che dipende dalla capacità nominale della batteria $C_{storage}$ e dallo stato di carica massimo e minimo. Il software poi confronta i suddetti limiti e utilizza il valore minore:

$$E_{storage,discharge} = (SoC_{max} - SoC_{min}) \cdot C_{storage} \quad (36)$$

$$E_{lim} = \min(E_{max}, E_{storage,discharge}) \quad (37)$$

A questo punto il limite E_{lim} viene confrontato con l'energia richiesta alle batterie $E_{load} - E_{res}$ ed esistono due possibili casi:

1. $E_{load} - E_{res} < E_{lim}$: la richiesta energetica alle batterie rientra nei limiti imposti ed il sistema di accumulo contribuisce all'alimentazione dei carichi e non è necessario l'assorbimento dalla rete.

$$\begin{cases} E_{storage} = E_{load} - E_{res} \\ E_{grid} = 0 \end{cases}$$

2. $E_{load} - E_{res} > E_{lim}$: l'energia richiesta allo storage supera i limiti di funzionamento e non riesce, dunque, ad alimentare completamente i carichi; il deficit energetico necessario viene assorbito dalla rete.

$$\begin{cases} E_{storage} = E_{lim} \\ E_{grid} = E_{load} - E_{res} - E_{storage} \end{cases}$$

In questo caso, dunque, il sistema di accumulo viene sfruttato e il suo stato di carica deve essere aggiornato e diminuisce dopo la scarica:

$$SoC(t+1) = SoC(t) - \frac{E_{storage}}{C_{storage}} \quad (38)$$

• **CASO 3:** $E_{res} > E_{load}$ e $SoC < SoC_{min}$

La produzione da fonti rinnovabili è superiore rispetto alla richiesta del carico ed il sistema di accumulo è vuoto quindi il carico viene completamente soddisfatto dalla generazione da FV ed eolico ed il surplus di energia prodotta viene immagazzinato nelle batterie.

Il processo di carica è limitato dai vincoli di funzionamento del sistema di accumulo: la stessa E_{max} definita nel caso precedente riportata nel datasheet del dispositivo e la massima energia che può essere iniettata nelle batterie vuote in un minuto.

Il software utilizza come limite E_{lim} il minimo valore tra i due vincoli descritti e lo confronta con l'energia richiesta alle batterie $E_{res} - E_{load}$, per cui esistono due possibilità:

1. $E_{res} - E_{load} < E_{lim}$: la quantità di energia prodotta dalla generazione da fonti rinnovabili al netto della richiesta del carico rispetta i limiti di funzionamento dello storage e tale surplus di energia viene immagazzinato e non iniettato in rete.

$$\begin{cases} E_{storage} = E_{res} - E_{load} \\ E_{grid} = 0 \end{cases}$$

2. $E_{res} - E_{load} > E_{lim}$: la differenza tra generazione e carico supera i limiti di funzionamento dello storage e non può quindi essere immagazzinata ma viene iniettata in rete.

$$\begin{cases} E_{storage} = E_{lim} \\ E_{grid} = E_{res} - E_{load} - E_{storage} \end{cases}$$

In questo terzo caso, dunque, il sistema di accumulo viene sfruttato e il suo stato di carica deve essere aggiornato ed aumenta grazie al surplus di generazione:

$$SoC(t+1) = SoC(t) + \frac{E_{storage}}{C_{storage}} \quad (39)$$

• **CASO 4:** $E_{res} < E_{load}$ e $SoC < SoC_{min}$

L'energia prodotta da FV ed eolico non è sufficiente per alimentare completamente il carico ed il sistema di accumulo è vuoto; dunque una parte del carico viene alimentata dalla generazione rinnovabile ma il restante deficit energetico dovrà essere assorbito dalla rete in quanto lo storage è vuoto.

$$\begin{cases} E_{storage} = 0 \\ E_{grid} = E_{load} - E_{res} \end{cases}$$
 In questo caso, dunque, il sistema di accumulo non viene sfruttato e il suo stato di carica rimane invariato rispetto all'ora precedente:

$$SoC(t+1) = SoC(t) < SoC_{min} \quad (40)$$

• **CASO 5:** $E_{res} < E_{load}$ e $SoC_{min} < SoC < SoC_{max}$

La produzione di energia da fonti rinnovabili risulta inferiore alla richiesta del carico ed il sistema di accumulo è parzialmente carico perciò il carico non può essere completamente soddisfatto dalla generazione fotovoltaica ed eolica ed il deficit di energia necessario viene assorbito dallo storage e dalla rete.

Anche in questo caso, perciò, devono essere considerati i limiti di funzionamento della batteria: la E_{max} definita nel datasheet e la massima energia che può essere scaricata in un minuto dal sistema di accumulo $E_{storage,discharge}$; il software poi confronta i due limiti e utilizza quello di valore minore:

$$E_{storage,discharge} = (SoC(t) - SoC_{min}) \cdot C_{storage} \quad (41)$$

$$E_{lim} = \min(E_{max}, E_{storage,discharge}) \quad (42)$$

A questo punto il limite E_{lim} viene confrontato con l'energia richiesta alle batterie $E_{load} - E_{res}$ ed esistono due possibili casi:

1. $E_{res} - E_{load} < E_{lim}$: la richiesta energetica alle batterie rientra nei limiti imposti ed il sistema di accumulo contribuisce all'alimentazione dei carichi e non è necessario l'assorbimento dalla rete.

$$\begin{cases} E_{storage} = E_{load} - E_{res} \\ E_{grid} = 0 \end{cases}$$

2. $E_{load} - E_{res} > E_{lim}$: l'energia richiesta allo storage supera i limiti di funzionamento e non riesce, dunque, ad alimentare completamente i carichi; il deficit energetico necessario viene assorbito dalla rete.

$$\begin{cases} E_{storage} = E_{lim} \\ E_{grid} = E_{load} - E_{res} - E_{storage} \end{cases}$$

In questo caso, dunque, il sistema di accumulo viene sfruttato e il suo stato di carica diminuisce dopo la scarica:

$$SoC(t+1) = SoC(t) - \frac{E_{storage}}{C_{storage}} \quad (43)$$

- **CASO 6:** $E_{res} > E_{load}$ e $SoC_{min} < SoC < SoC_{max}$

La generazione da fonti rinnovabili risulta superiore rispetto alla richiesta del carico ed il sistema di accumulo è parzialmente carico; il carico viene perciò completamente soddisfatto dalla generazione FV ed eolica ed il surplus di energia viene immagazzinato nello storage, fino eventualmente al raggiungimento dello stato di carica massima, e iniettato in rete.

Pertanto anche in questo caso è necessario considerare i limiti di funzionamento del sistema di accumulo: la E_{max} riportata nel datasheet e la massima energia che può essere iniettata in un'ora nelle batterie $E_{storage,charge}$.

I due limiti vengono confrontati e si utilizza il valore minimo come input delle simulazioni.

$$E_{storage,charge} = (SoC_{max} - SoC(t9)) \cdot C_{storage} \quad (44)$$

$$E_{lim} = \min(E_{max}, E_{storage,charge}) \quad (45)$$

Esistono due casi possibili:

1. $E_{res} - E_{load} < E_{lim}$: la quantità di energia prodotta dalla generazione da fonti rinnovabili al netto della richiesta del carico rispetta i limiti di funzionamento dello storage e tale surplus di energia viene immagazzinato e non iniettato in rete.

$$\begin{cases} E_{storage} = E_{res} - E_{load} \\ E_{grid} = 0 \end{cases}$$

2. $E_{res} - E_{load} > E_{lim}$: la differenza tra generazione e carico supera i limiti di funzionamento dello storage e non può quindi essere immagazzinata ma viene iniettata in rete.

$$\begin{cases} E_{storage} = E_{lim} \\ E_{grid} = E_{res} - E_{load} - E_{storage} \end{cases}$$

In questo caso, dunque, il sistema di accumulo viene sfruttato e il suo stato di carica deve essere aggiornato ed aumenta grazie al surplus di generazione:

$$SoC(t+1) = SoC(t) - \frac{E_{storage}}{C_{storage}} \quad (46)$$

4.6 Modello di perdita energetica dell'inverter

La taglia del convertitore DC/AC simulato per ogni sito di installazione, come già spiegato in precedenza, è funzione della potenza nominale dell'impianto fotovoltaico ed eolico e non del sistema di accumulo.

La potenza AC erogata dall'inverter gestisce quella proveniente dalla generazione fotovoltaica, eolica e dal sistema di accumulo ed è funzione del rendimento del convertitore η_{inv} il quale tiene conto delle perdite di conversione DC/AC ed è definito come:

$$\eta_{inv} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} = \frac{P_{AC}}{P_{AC} + P_{loss}} \quad (47)$$

Il termine P_{loss} rappresenta le perdite globali dell'inverter, per cui:

$$P_{loss} = P_0 + C_L \cdot P_{AC} + C_Q \cdot P_{AC}^2 \quad (48)$$

in cui:

- $P_0 = 0,385kW$ e rappresenta le perdite di potenza a vuoto dovute all'alimentazione dei circuiti ausiliari;
- $C_L = 7,0 \cdot 10^{-3}kW^{-1}$ è il coefficiente di perdita lineare legato alle perdite in conduzione e commutazione dei diodi e IGBT;
- $C_Q = 2,3 \cdot 10^{-6}kW^{-2}$ è il coefficiente di perdita quadratica dovuto ai contributi resistivi e alla conduzione dei MOSFET.

5 Architettura codice MATLAB e GUI

Le figure 33, 34, 35 e 36 rappresentano insieme il diagramma di flusso complessivo del codice MATLAB utilizzato per le simulazioni; l'architettura del codice si sviluppa in 14 passi, ognuno associato ad una funzione specifica e distinta. Per la maggior parte dei suddetti passi esistono più opzioni di esecuzione sulla base di scelte effettuate dall'utente che corrispondono nello script a *FLAGS* ("indicatori"), ovvero variabili di tipo logico utilizzate in cicli iterativi condizionali.

Lo sviluppo della GUI (*Graphic User Interface*), l'interfaccia grafica per l'utente, ha proprio lo scopo di rendere accessibili le opzioni di scelta all'utente senza la necessità di intervenire manualmente nel codice.

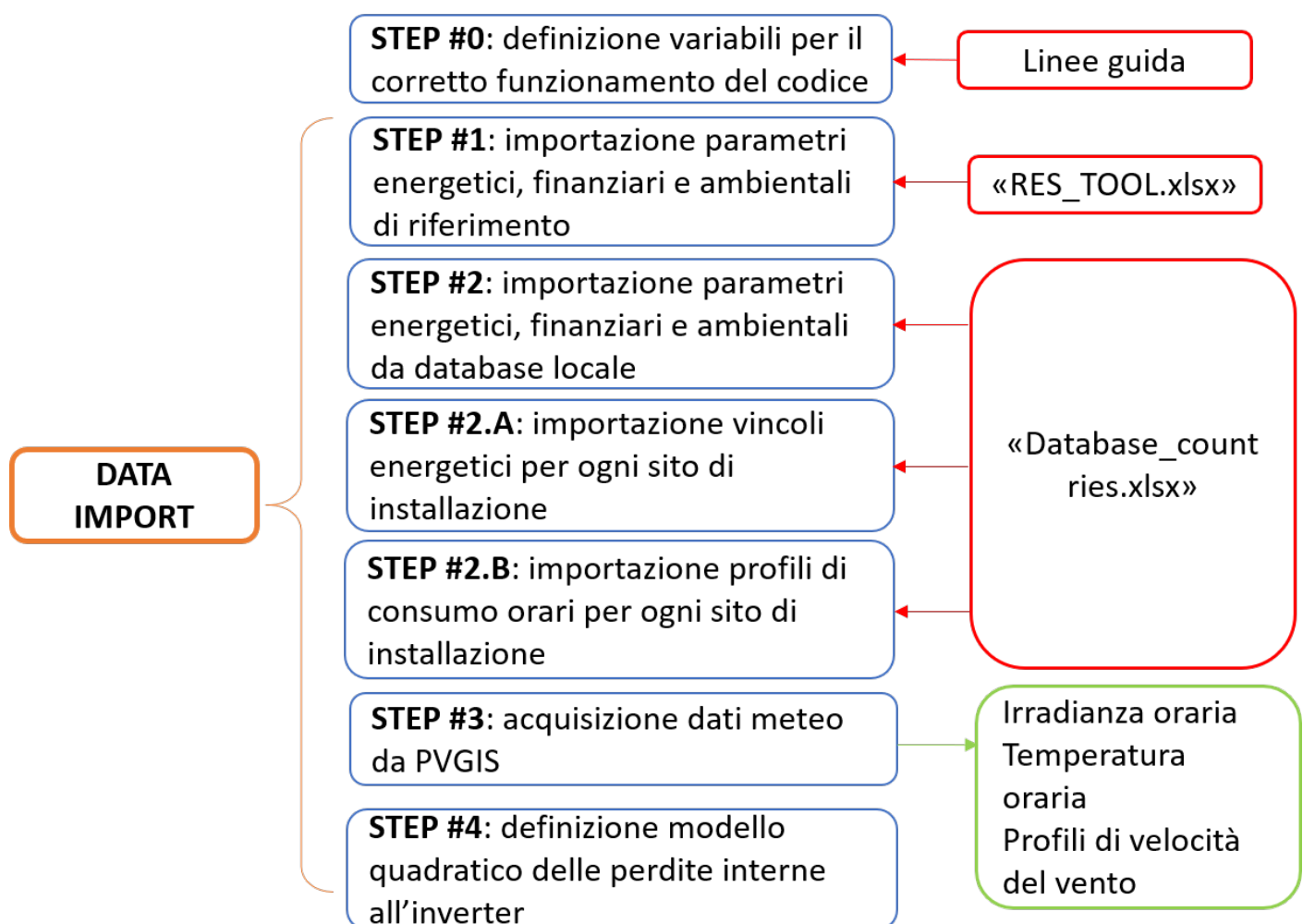


Figura 33: Flow chart della struttura del codice MATLAB (1)

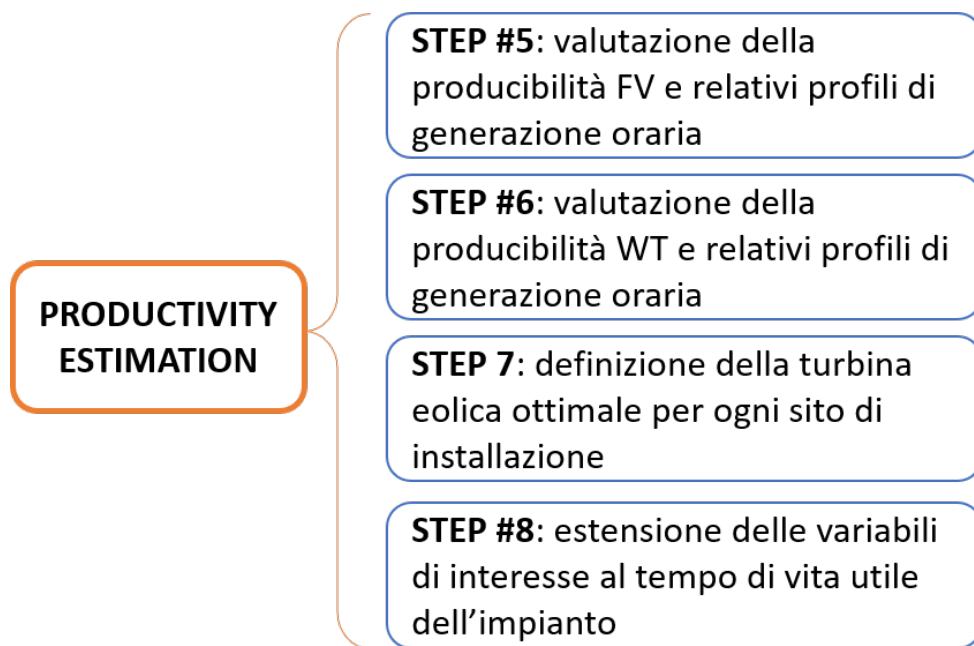


Figura 34: Flow chart della struttura del codice MATLAB (2)

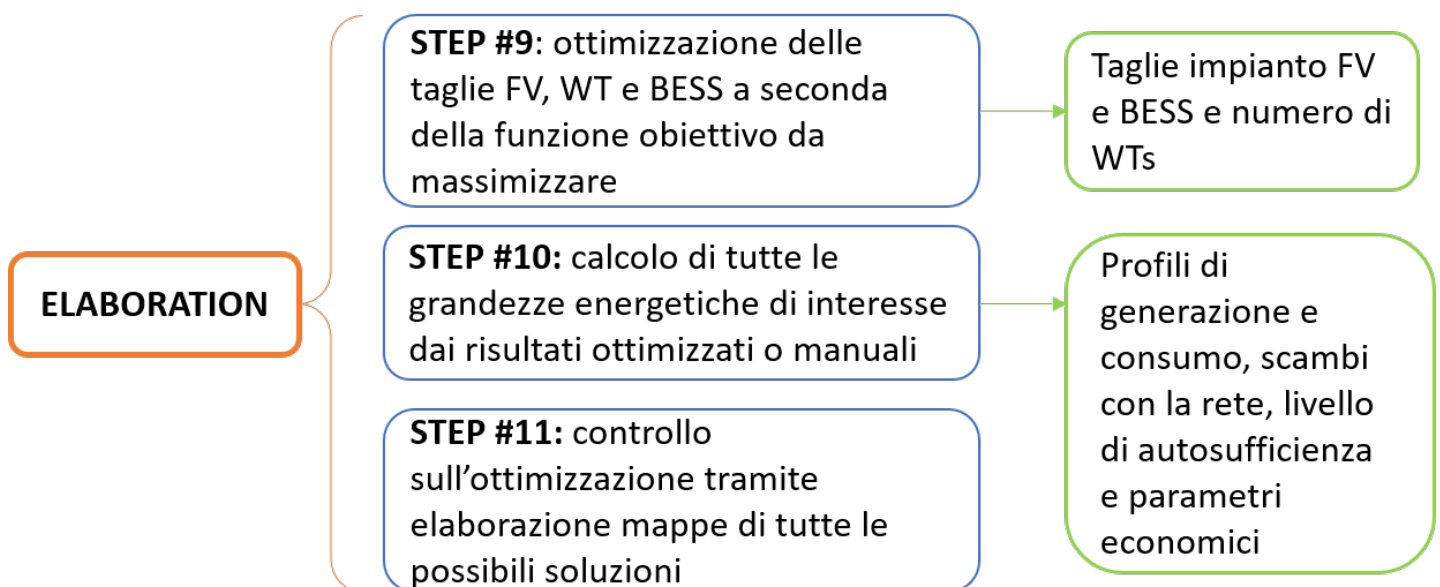


Figura 35: Flow chart della struttura del codice MATLAB (3)

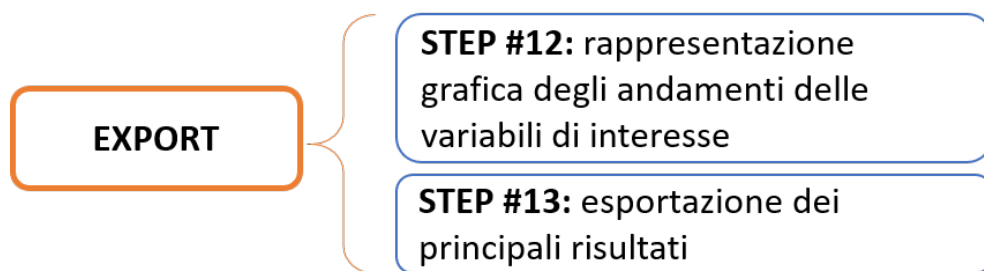


Figura 36: Flow chart della struttura del codice MATLAB (4)

Le strutture del codice MATLAB e dell'interfaccia associata presentano una suddivisione dei passi da eseguire in 4 macro-categorie consequenziali che verranno analizzate nel dettaglio in questo capitolo:

- **DATA IMPORT:** importazione di tutti i dati di input energetici, economici ed ambientali necessari all'esecuzione del codice da file Excel precompilati ed importazione dei principali dati meteo da PVGIS relativi alle località di installazione;
- **PRODUCTIVITY ESTIMATION:** valutazione della producibilità della generazione fotovoltaica ed eolica con relativi profili di generazione e scelta della turbina migliore per ogni sito di installazione;
- **ELABORATION:** ottimizzazione delle taglie di fotovoltaico, eolico e accumulo elettrochimico per la massimizzazione dell'autosufficienza o del ritorno economico e calcolo di tutte le grandezze energetiche di interesse sulla base dei risultati ottimizzati o taglie diverse importate da file Excel;
- **EXPORT:** esportazione automatica in Excel dei principali risultati energetici ed economici, profili di generazione e consumo ed analisi parametrica.

L'architettura del codice MATLAB risulta dunque suddivisa in 14 passi identificabili nelle 4 macro-categorie sopracitate.

Il primo passo, ovvero lo *STEP #0*, esegue l'assegnazione e definizione di alcune variabili necessarie al corretto funzionamento del codice ed utilizzate in tutti gli step successivi, come ad esempio gli anni considerati nello studio, le assegnazioni relative ai nomi dei file Excel utilizzati nel codice, il numero di ore in un anno bisestile o meno ed altri di questo genere.

Questo step consiste dunque in una sezione preliminare e basilare del codice che viene sempre eseguita in modo automatico.

5.1 Data Import

La prima macro-categoria è quella del *data import* che comprende i primi 6 passi del codice MATLAB da eseguire.

La figura 37 mostra la schermata relativa al *data import* che appare dall'interfaccia grafica per utente.

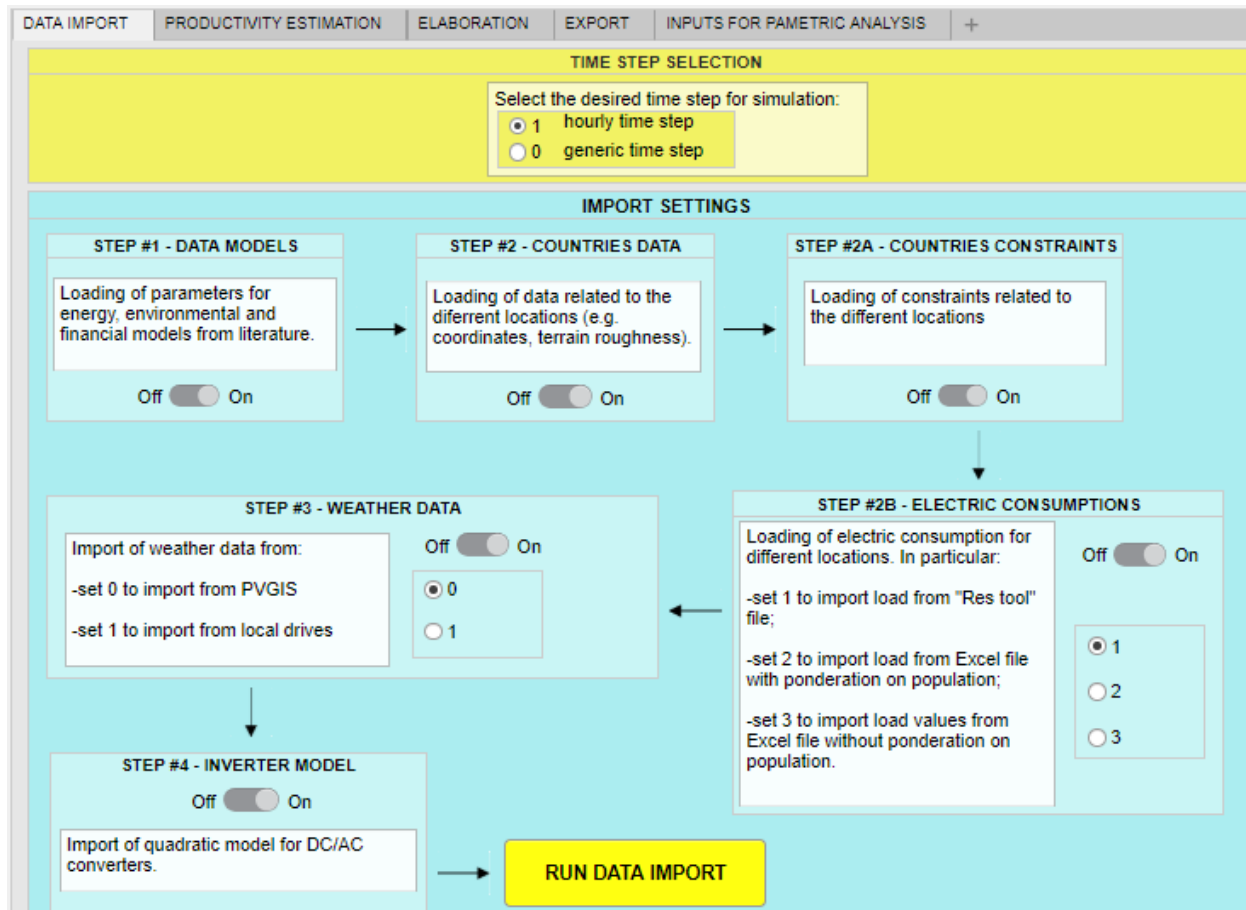


Figura 37: GUI - DATA IMPORT

Questa prima sezione prevede la scelta preliminare del **time step** per l'esecuzione del codice; i profili di consumo e i dati meteo importati relativi alle località di installazione potranno essere perciò orari o definiti da un time step generico, ad esempio al minuto, e di conseguenza i risultati delle simulazioni, quindi i profili di generazione e i flussi energetici ed economici.

Nelle simulazioni eseguite per questo lavoro di tesi il time step utilizzato è quello orario ma i codici MATLAB e GUI sono stati strutturati in modo da poter modificare tale scelta.

Una volta definito il time step da utilizzare nelle simulazioni, il *DATA IMPORT* esegue nel dettaglio i seguenti step:

- STEP #1: importazione dal file Excel "RES_TOOL.xlsx" dei parametri considerati di default dei modelli energetici, economici e ambientali;

- STEP #2: acquisizione delle informazioni relative alle località di installazione dal file Excel "database_countries.xlsx", come ad esempio coordinate geografiche, rugosità del terreno o popolazione;
- STEP #2A: importazione dal "database_countries.xlsx" dei vincoli relativi ai siti di installazione, come ad esempio il valore minimo e massimo di potenza installabile dell'impianto fotovoltaico o delle turbine eoliche;
- STEP #2B: importazione dal file "database_countries.xlsx" dei profili di consumo orari relativi ai siti di installazione con 3 possibili modalità di acquisizione la cui scelta avviene tramite interfaccia grafica; i profili di consumo elettrico possono essere infatti importati direttamente dal file "RES_TOOL.xlsx" o dal "database_countries.xlsx" con o senza ponderazione sulla popolazione dei siti di installazione considerati;
- STEP #3: acquisizione dei dati meteo orari annuali, dunque velocità del vento, temperatura e irradianza solare, da PVGIS in modalità API Web non iterativa con successiva creazione di 3 matrici tridimensionali di dimensioni *[numero di ore in un anno x numero di siti di installazione considerati x numero di anni di analisi]*; i dati meteo acquisiti da PVGIS presentano frequenza oraria perciò, nel caso in cui il time step desiderato per le simulazioni sia generico, avviene l'importazione da file .mat locali;
- STEP #4: implementazione del modello quadratico dell'inverter.

5.2 Productivity Estimation

La sezione successiva al *data import* è quella di *productivity estimation*, costituita da 4 passi fondamentali per la valutazione della producibilità dell'impianto fotovoltaico ed eolico considerati.

La figura 38 mostra la schermata che appare tramite interfaccia utente per l'esecuzione di tale sezione del codice.

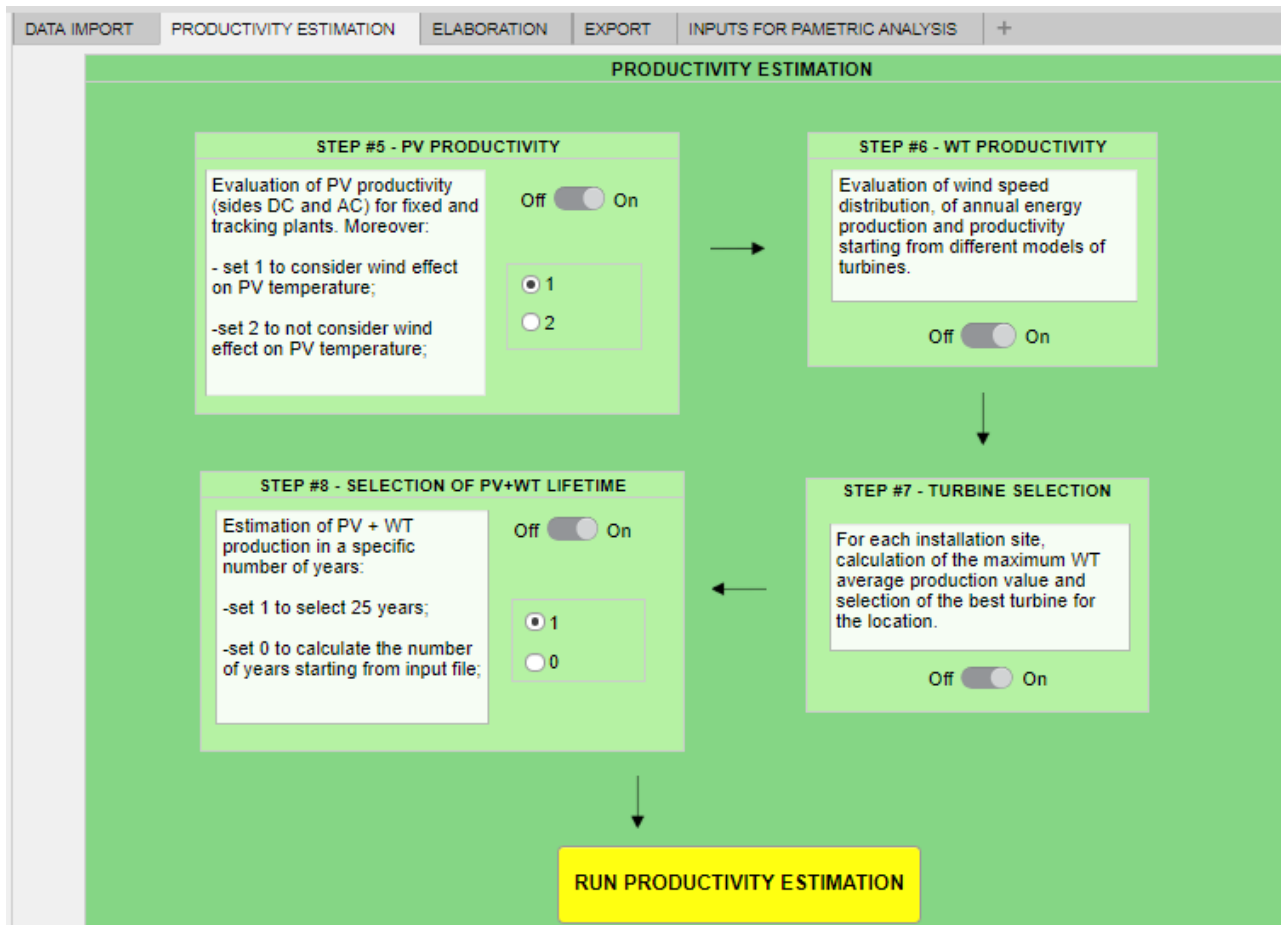


Figura 38: GUI - PRODUCTIVITY ESTIMATION

L'esecuzione del *productivity estimation* prevede nel dettaglio i seguenti passi:

- STEP #5: valutazione quantitativa della producibilità annuale in kWh/kW dell'impianto fotovoltaico per ogni località di installazione sulla base dei parametri meteo acquisiti nello STEP #3;
- STEP #6: valutazione quantitativa della producibilità annuale in kWh/kW dell'impianto eolico per ogni sito di installazione sulla base dei profili di velocità del vento e dell'elaborazione dei dati di targa delle turbine;
- STEP #7: identificazione della turbina ottimale per ogni località di installazione in termini di produzione sulla base dei risultati ottenuti nello step precedente;
- STEP #8: estensione delle grandezze di interesse lato generazione e consumo alla vita utile dell'impianto per cui è possibile selezionare i 25 anni o fare in modo che il codice identifichi un numero diverso di anni dalle dimensioni di alcuni parametri di input; l'acquisizione dei dati meteo da PVGIS prevede un numero massimo di anni analizzabili pari a 10 e per ottenere un livello accettabile di accuratezza delle previsioni energetiche ed

economiche il download dei dati viene effettuato per il massimo intervallo e si ottengono poi i risultati sui 25 anni come $25 = 10 + 10 + 5$. Per quanto riguarda il trend di consumo negli anni, viene utilizzato un fattore di incremento del carico non costante, in accordo con le previsioni fornite dall'IEA.

5.3 Elaboration

L'*elaboration* rappresenta il nucleo elaborativo ed operativo del software che svolge il processo di ottimizzazione delle taglie di fotovoltaico, eolico ed accumulo elettrochimico con due possibili funzioni obiettivo, la procedura di calcolo dei principali parametri energetici ed economici ed il controllo sui risultati dell'ottimizzazione tramite l'elaborazione di mappe di tutte le possibili soluzioni.

L'esecuzione di questa parte di codice prevede la scelta preliminare relativa al considerare o meno lo scambio sul posto, quindi la possibilità di immettere in rete la quota di energia non immediatamente autoconsumata per prelevarla poi per soddisfare il consumo elettrico relativo alla località di installazione considerata.

La figura 39 mostra la schermata dell'interfaccia grafica che appare per la scelta da parte dell'utente delle modalità di esecuzione di questa parte di codice.

The screenshot displays the 'ELABORATION' tab of a MATLAB GUI. At the top, a yellow box titled 'EXCHANGE ON SITE SETTING' contains a radio button selection: '1 do not consider it' (selected) and '2 consider it'. Below this, 'STEP #9 - OPTIMIZATION' features a toggle switch (currently 'Off'), a text box for 'Set the goal of optimization process' with options '-set 1 to maximize self-sufficiency' and '-set 2 to maximize NPV', and a 'Selection of locations involved in the optimization' section with radio buttons for '-set 1 to select a single site' (selected) and '-set 2 to select multiple sites'. A yellow 'RUN OPTIMIZATION' button is to the right. An arrow points down to 'STEP #10 - ENERGY CALCULATION FOR OPTIMIZED SIZES', which also has a toggle switch ('Off'), a 'Selection of locations involved in the calculation' section with radio buttons for '-set 1 to select a single site;' (selected) and '-set 2 to select multiple sites;', and a 'Selection of inputs for energy calculation' section with radio buttons for '-set 1 to use optimized results' (selected) and '-set 2 to import manual sizes from Excel file;'. A yellow 'RUN CALCULATION' button is to the right. Another arrow points down to 'STEP #11 - MASSIVE CALCULATION', which has a toggle switch ('Off') and a text box stating 'Massive calculation in order to check the validity of optimized solutions for each site, and results exportation in Excel files.' A yellow 'RUN MASSIVE CALCULATION' button is to the right.

Figura 39: GUI - ELABORATION

Come mostrato in figura 39, l'*elaboration* è costituita nel dettaglio dai seguenti passi:

- STEP #9: svolge la funzione di ottimizzazione delle taglie di FV, eolico e accumulo elettrochimico considerando due possibili funzioni obiettivo, ovvero la massimizzazione dell'autosufficienza o del ritorno economico, per una singola località o un aggregato di siti.

Il processo di ottimizzazione è di tipo non lineare e fornisce in output una matrice di risultati di dimensioni [numero di siti analizzati x 6] che contiene le taglie ottimizzate del fotovoltaico fisso, ad inseguimento, eolico e accumulo elettrochimico e il livello di autosufficienza e il VAN, ovvero il *Valore Attuale Netto* (o NPV, *Net Present Value*).

In questo procedimento viene inoltre imposta una funzione non lineare come vincolo economico relativo al *Tasso Interno di Rendimento*, cioè il TIR (o IRR, *Internal Rate of Return*) che limita i gradi di libertà degli elementi appartenenti al vettore dei risultati per ogni sito di installazione, ovvero

$$TIR \geq 6\%.$$

Ricordando che considerando t scadenze temporali ed i relativi *cash flows* CF_t :

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} = 0 \quad (49)$$

L'algoritmo di ottimizzazione implementato, inoltre, è il *SQP* (*Sequential Quadratic Programming*), che garantisce un uso ridotto della memoria e quindi efficienza, precisione e alta percentuale di soluzioni accettabili.

- STEP #10: viene svolta la procedura di calcolo dei principali parametri energetici ed economici relativi alle località di installazione considerate; tramite interfaccia grafica è possibile selezionare la singola località o l'aggregato di siti e scegliere se eseguire la parte di calcolo dei risultati energetici secondari, quindi ad esempio le perdite annuali legate alla batteria, la massima produzione oraria, massima iniezione in rete oraria, il massimo consumo elettrico orario ed altri.
Tramite GUI è inoltre possibile decidere se utilizzare come inputs per la procedura di calcolo dello step 10 le taglie ottimizzate nello step 9 o importare altre taglie generiche predefinite nel file Excel "database_countries.xlsx".
- STEP#11: esegue un controllo sul processo di ottimizzazione tramite il calcolo e l'esportazione delle mappe di tutte le possibili soluzioni relative ad ogni località di installazione senza considerare il vincolo economico; si tratta dunque di un processo di *massive calculation* che conferma che il programma funzioni correttamente e che l'ottimizzazione restituisca l'ottimo globale e non locale tramite la creazione di maglie che definiscono l'intervallo in cui si trova la soluzione.

5.4 Export

La sezione conclusiva del codice MATLAB è l'*export*, dunque l'esportazione in generale costituita dagli ultimi due passi dello script, accessibili all'utente tramite la seguente schermata dell'interfaccia grafica:

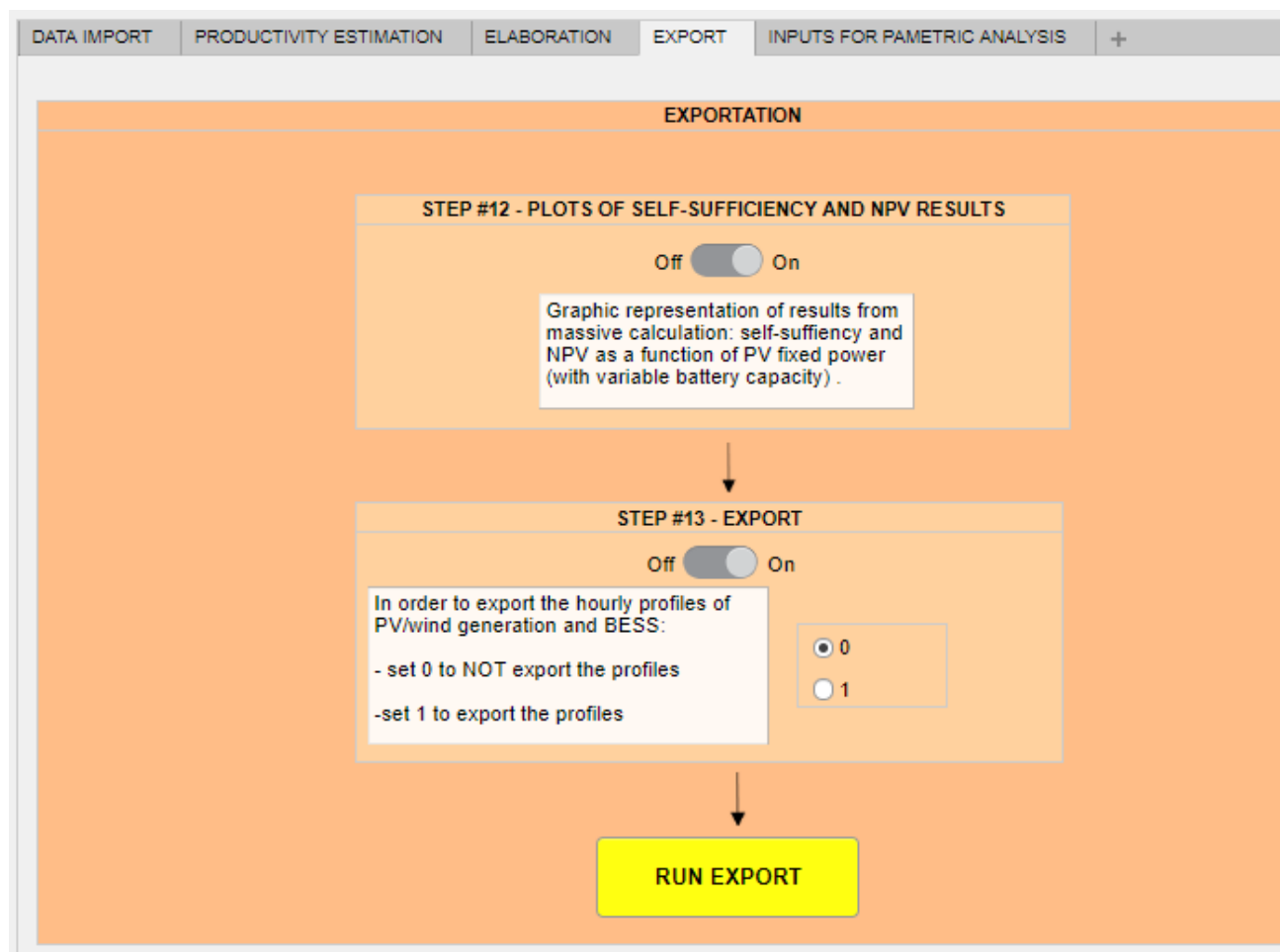


Figura 40: GUI - EXPORT

Come mostrato in figura 40, la sezione di esportazione è costituita nel dettaglio dai seguenti passi:

- STEP #12: svolge una funzione analoga a quella del calcolo massivo dello step 11 e restituisce i grafici relativi alle mappe di tutte le soluzioni tramite la visualizzazione di due figure che rappresentano le taglie in funzione dell'autosufficienza e del ritorno economico, il tutto in funzione della batteria parametrizzata.
- STEP #13: step conclusivo del codice MATLAB che esegue l'esportazione automatica in Excel dei principali risultati energetici ed economici in tabella per ogni località di installazione, con creazione di un foglio globale

rappresentativo di tutte località con risultati in kW e GW e eventualmente, in base alla scelta effettuata nell'esecuzione dell'ottimizzazione e calcolo, un foglio relativo all'aggregato di siti.

I principali risultati esportati sono i seguenti:

Site localization:	
Longitude	
Latitude	
Limitation of the maximum generated power	kW
Limitation of the maximum injection	kW
Total power of PV fixed generators	kW
Productivity of PV fixed	kWh/kW/year
Total power of PV tracking generators	kW
Productivity of PV	kWh/kW/year
Total power of WT generators	kW
Productivity of WT	kWh/kW/year
Capacity of storage	kWh
Production from PV+WT	kWh/year
Annual load	kWh/year
Annual injection in the grid	kWh/year
Annual absorption from the grid	kWh/year
Grid exchange (absorption+injection)	kWh/year
Battery charge	kWh/year
Battery discharge	kWh/year
Self-consumption	%
Self-sufficiency	%
Absorption from the grid / load	%
Injection in the grid / load	%
Production from renewables / load	%
Initial investment	€
NPV after 25 years	€
IRR	%
PV fixed occupied surface	%
PV tracking occupied surface	%
WT fixed occupied surface	%

Figura 41: Principali risultati esportati in Excel

Per questo step finale, inoltre, è possibile scegliere tramite GUI se eseguire o meno, per alcune delle località di installazione considerate, l'esportazione in un ulteriore file Excel dei profili orari annuali di generazione fotovoltaica ed eolica, di carica e scarica della batteria, del livello di autosufficienza e degli scambi energetici con la rete.

Viene inoltre eseguito in modo automatico il bilancio mensile dei flussi energetici con creazione di un istogramma che rappresenta i livelli mensili di autosufficienza e autoconsumo percentuali rispetto al carico per la singola località di installazione; dal file Excel creato è possibile, inoltre, selezio-

nare una giornata tipica dell'anno considerato per la valutazione dei flussi energetici e la creazione di due grafici rappresentativi relativi al singolo sito considerato.

5.5 Procedura riassuntiva

La figura 42 rappresenta la procedura di dimensionamento dei generatori descritta fino ad ora in modo sintetico evidenziando i principali inputs necessari all'esecuzione del codice e gli outputs ottenuti dal processo di ottimizzazione e di calcolo dei parametri energetici ed economici.

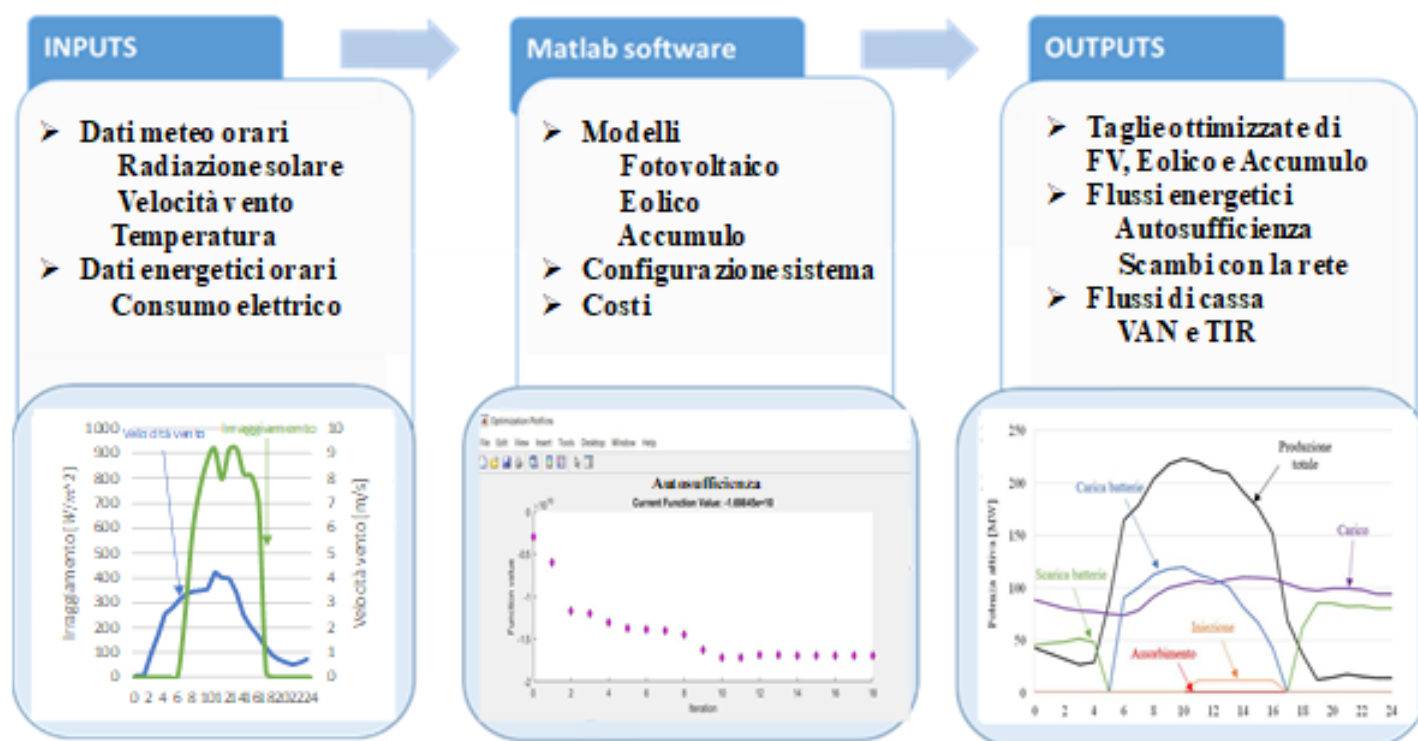


Figura 42: Procedura di dimensionamento

5.6 Analisi parametrica

L'architettura del codice MATLAB e relativa GUI prevede l'esecuzione di una prima simulazione per un certo numero di siti d'installazione di interesse seguendo la procedura descritta precedentemente dall'importazione dei dati di input fino all'esportazione in Excel dei principali risultati energetici ed economici; conclusa la prima simulazione, è possibile procedere con l'analisi parametrica basata principalmente sulla variazione di alcuni input di tipo prettamente economico.

Si tratta di un'analisi parametrica basata sulla variazione dei principali parametri economici relativi al fotovoltaico, eolico e batteria, dunque costo d'installazione, costi di esercizio e manutenzione, tasso di sconto, prezzo dell'energia venduta, riduzione delle tasse ecc...

Il software prevede l'analisi con variazione di un singolo parametro o parametri multipli e per ognuno di essi l'utente, tramite interfaccia grafica, ha la possibilità di inserire un valore minimo e un valore massimo entro cui eseguire la variazione e lo step, il quale può essere scelto manualmente dall'utente o calcolato automaticamente dal software sulla base del numero totale di simulazioni da eseguire e i valori limiti indicati dei parametri di analisi.

Nel caso di analisi con variazione di un singolo parametro sarà sufficiente scegliere la casella corrispondente, inserire i valori minimo, massimo e lo step (manualmente o calcolato automaticamente), scegliere il numero totale di simulazioni da eseguire e aggiornare tramite il *simulations counter* il numero attuale della simulazione in esecuzione, fondamentale per l'esportazione corretta in Excel; in questo modo il codice MATLAB esegue tante simulazioni quante sono state indicate, ognuna con un singolo valore del parametro di interesse compreso nell'intervallo indicato, e, per ognuna di esse, esporta in Excel i principali risultati energetici ed economici in tabella.

L'analisi con parametri multipli, invece, consiste nella variazione di due parametri: uno viene mantenuto costante mentre per l'altro viene imposta una variazione tra un valore minimo e massimo con un determinato step per un certo numero di simulazioni da eseguire; concluse queste simulazioni, per cui ognuna utilizza un singolo valore del parametro che varia, è possibile aumentare o diminuire il parametro tenuto costante e ripetere la procedura e eventualmente invertire la modalità di esecuzione, imponendo costante il parametro che stava variando e viceversa.

In questo caso si tratta di una esportazione in Excel di tipo semi-automatico in

quanto è necessario specificare, tramite GUI, la riga iniziale di esportazione dei principali risultati energetici ed economici. La figura 43 mostra la schermata che appare dall'interfaccia grafica per l'utente relativa all'esecuzione dell'analisi parametrica.

The GUI is titled "INPUTS FOR PARAMETRIC ANALYSIS" and includes a toggle switch for "Off" and "On". A red box contains the text: "The current parametric analysis permits to vary: ☐ single parameters ☒ multiple parameters. In case of multiple parameters select the initial raw for the results exportation: 3".

SELECTION OF THE STEP

☒ Manual selection of the step for each parameter ☐ Automatic selection of the step for each parameter

Number of simulations to run: 1

Select the number of the current simulation in the parametric analysis. N.B. This number must be manually updated after each simulation. simulations counter: 1

SELECTION OF THE MINIMUM/MAXIMUM OR CONSTANT VALUES AND THE STEP FOR THE PARAMETERS FOR THE PARAMETRIC ANALYSIS

PV parameters (Green background):

- PV fixed installation cost (\$/kW): ☒ Variable ☐ Constant, constant value: 0, min: 0, max: 0, step: 0, SET
- PV tracking installation cost (€/kW): ☒ Variable ☐ Constant, constant value: 0, min: 0, max: 0, step: 0, SET
- PV fixed O&M cost (€/kWh/year): ☒ Variable ☐ Constant, constant value: 0, min: 0, max: 0, step: 0, SET
- PV tracking O&M cost (€/kWh/year): ☒ Variable ☐ Constant, constant value: 0, min: 0, max: 0, step: 0, SET
- PV discount rate (%): ☒ Variable ☐ Constant, constant value: 0, min: 0, max: 0, step: 0, SET
- PV selling price for the first 5 years (€/kWh): ☒ Variable ☐ Constant, constant value: 0, min: 0, max: 0, step: 0, SET
- PV selling price for the last 5 years (€/kWh): ☒ Variable ☐ Constant, constant value: 0, min: 0, max: 0, step: 0, SET
- PV tax reduction (€): ☒ Variable ☐ Constant, constant value: 0, min: 0, max: 0, step: 0, SET, Number of years of validity for PV: 0
- Self-consumed energy (€/kWh): ☒ Variable ☐ Constant, constant value: 0, min: 0, max: 0, step: 0, SET

WT parameters (Blue background):

- WT installation cost (€/kW): ☒ Variable ☐ Constant, constant value: 0, min: 0, max: 0, step: 0, SET
- WT O&M cost (€/kWh/year): ☒ Variable ☐ Constant, constant value: 0, min: 0, max: 0, step: 0, SET
- WT discount rate (%): ☒ Variable ☐ Constant, constant value: 0, min: 0, max: 0, step: 0, SET
- WT selling price for the first 5 years (€/kWh): ☒ Variable ☐ Constant, constant value: 0, min: 0, max: 0, step: 0, SET
- WT selling price for the last 5 years (€/kWh): ☒ Variable ☐ Constant, constant value: 0, min: 0, max: 0, step: 0, SET
- WT tax reduction (€): ☒ Variable ☐ Constant, constant value: 0, min: 0, max: 0, step: 0, SET, Number of years of validity for WT: 0

BESS parameters (Orange background):

- BESS installation cost (€/kWh): ☒ Variable ☐ Constant, constant value: 0, min: 0, max: 0, step: 0, SET
- BESS tax reduction (€): ☒ Variable ☐ Constant, constant value: 0, min: 0, max: 0, step: 0, SET, Number of years of validity for storage: 0

Net metering additional positive cash flow w.r.t. the injection in the grid (€/kWh) (Red background):

- ☒ Variable ☐ Constant, constant value: 0, min: 0, max: 0, step: 0, SET

Figura 43: GUI - Analisi parametrica

6 Casi studio: simulazioni per la pianificazione RES

In questo capitolo vengono presentati i principali risultati energetici ed economici ottenuti dalle simulazioni effettuate.

Le prime simulazioni riguardano la regione Lombardia nello specifico con 20 siti di installazione scelti nel territorio e le successive simulazioni invece sono relative alle 20 regioni italiane, per cui è stata selezionata una località rappresentativa per ogni regione.

Per ogni caso studio vengono riportati i risultati ottenuti dall'esportazione automatica in Excel eseguita dal software per i due diversi problemi di ottimizzazione specificati nel capitolo precedente, dunque la massimizzazione dell'auto-sufficienza e del ritorno economico dell'investimento.

Nel primo caso risulta necessaria l'installazione di capacità di stoccaggio significative per ridurre al minimo la dipendenza energetica dalla rete e massimizzare quindi la quantità di energia prodotta e consumata in loco in percentuale rispetto al carico elettrico.

Nel secondo caso di ottimizzazione, invece, è necessario considerare che il ritorno economico dell'investimento è strettamente correlato al costo degli scambi energetici con la rete, dunque la scelta ottimale delle taglie degli impianti di generazione rinnovabile deve soddisfare il consumo elettrico totale; l'elevato costo attuale dei sistemi di accumulo, infatti, non rende possibile in questo caso l'installazione di significative capacità di stoccaggio e l'iniezione di energia elettrica in rete è certamente meno redditizia rispetto all'autosufficienza.

Come spiegato nel dettaglio nel capitolo precedente, le simulazioni partono dall'importazione di tutti gli input necessari all'esecuzione del codice tra cui i profili di carico orari e dei dati meteo la cui accuratezza è garantita dall'acquisizione automatica da PVGIS dei livelli di irradianza solare G , della temperatura dell'aria T_a e dei profili della velocità del vento u .

L'architettura del codice MATLAB prevede poi la valutazione della producibilità in ore equivalenti di generazione fotovoltaica ed eolica per ogni sito di installazione considerato, parametro fondamentale per la stima della produzione ed il calcolo dei flussi energetici.

Il codice prosegue poi con il processo di ottimizzazione delle taglie seguendo le due diverse funzioni obiettivo possibili, il calcolo di tutti i parametri energetici ed economici di interesse e l'esportazione automatica in Excel.

6.1 Caso studio: Lombardia

I risultati riportati in questo paragrafo sono relativi alle simulazioni eseguite per l'installazione di impianti fotovoltaici ed eolici e dei sistemi di accumulo nella regione Lombardia.

Sono stati selezionati 20 siti di installazione all'interno del territorio regionale nei pressi delle 12 province lombarde e le simulazioni eseguite seguono due diverse funzioni obiettivo: la massimizzazione dell'autosufficienza e la massimizzazione del ritorno economico sugli investimenti.

La Lombardia rappresenta la regione più popolosa e produttiva a livello industriale e commerciale d'Italia e, sulla base dei dati statistici riportati nel rapporto del Gestore dei Servizi Energetici, anche quella con la più alta concentrazione di potenza installata di impianti FER per la produzione elettrica (15,6% della potenza complessiva a livello nazionale).

Alla fine del 2017, la Lombardia risulta essere la regione con il maggior numero di impianti fotovoltaici installati (116.644) e la seconda in Italia, dopo la Puglia, in termini di maggior potenza installata, pari a 2.227 MW, ovvero l'11,3% della potenza totale installata degli impianti fotovoltaici in Italia (19.682 MW).

Per quanto riguarda la generazione eolica, il 96,8% della potenza eolica nazionale risulta installato nel Sud Italia; il rapporto statistico del GSE relativo all'anno 2017 riporta che in Lombardia sono installati 9 impianti eolici che corrispondono ad una percentuale nulla rispetto alla potenza installata a livello nazionale.

Le figure seguenti mostrano la composizione percentuale della produzione da fonti rinnovabili per fonte (fig. 44) e la serie storica della produzione lorda rinnovabile per fonte, anni 2000-2017 [GWh] (fig. 45) in Lombardia.



Figura 44: Lombardia: composizione della produzione rinnovabile per fonte

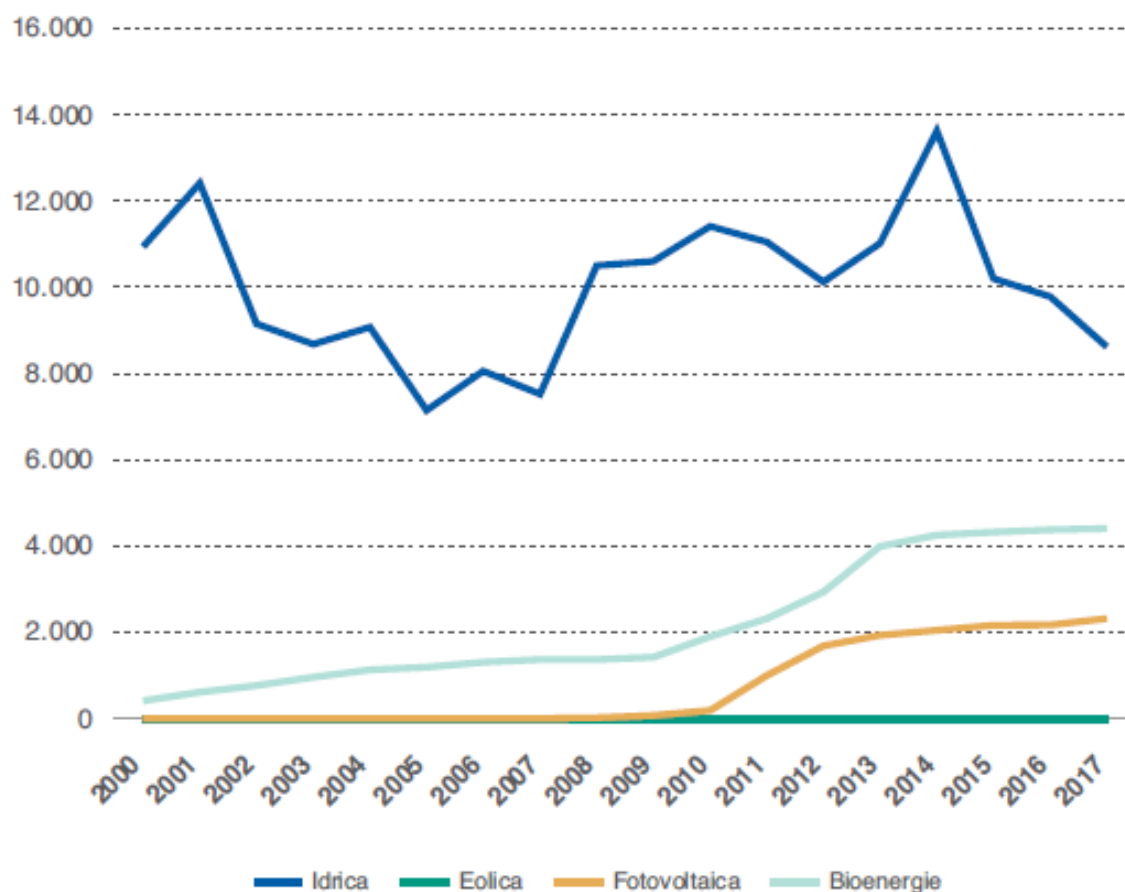


Figura 45: Lombardia: serie storica produzione rinnovabile 2000-2017

La tabella seguente mostra i valori di produzione lorda fotovoltaica ed eolica per fonte e per provincia della regione Lombardia.

[GWh]	FV	WT	Totale
Bergamo	312,1	0	312,1
Brescia	450,5	0	450,5
Como	90,2	0	90,2
Cremona	247,4	0	247,4
Lecco	49,8	0	49,8
Lodi	127,8	0	127,8
Mantova	242,6	0	242,6
Milano	317,6	0	317,6
Monza e della Brianza	97,4	0	97,4
Pavia	190,5	0	190,5
Sondrio	53,4	0	53,4
Varese	137,3	0	137,3

Tabella 1: Lombardia: produzione fotovoltaica ed eolica per provincia

Il rapporto statistico del Gestore dei Servizi Energetici aggiornato al 2017 riporta inoltre i dati relativi al consumo annuale della regione Lombardia (65.683,7 GWh) e delle singole province, riportati nella tabella seguente, utilizzati come parametri di input per l'esecuzione delle simulazioni.

	GWh	%
Bergamo	8.100,5	12,33
Brescia	12.784,1	19,46
Como	2.732,9	4,16
Cremona	4.485,9	6,83
Lecco	2.218,7	3,38
Lodi	1.100,0	1,67
Mantova	3.587,7	5,46
Milano	16.687,2	25,4
Monza e della Brianza	4.294,4	6,54
Pavia	3.641,8	5,54
Sondrio	1.026,3	1,56
Varese	5.024,4	7,65

Tabella 2: Lombardia: consumi per provincia

6.1.1 Metodologia impiegata

L'esecuzione delle simulazioni prevede la scelta preliminare di 20 località rappresentative nei pressi delle 12 province della regione Lombardia di cui vengono fornite le coordinate geografiche importate negli step iniziali del software MATLAB dal file Excel "database_countries.xlsx" insieme a tutti gli altri parametri energetici, ambientali ed economici relativi alle località di installazione.

Il software procede con l'acquisizione del profilo di consumo regionale orario in [kWh/h] che viene poi suddiviso in percentuale per provincia sulla base dei dati riportati nel rapporto statistico del GSE.

Si passa poi all'acquisizione dei principali dati meteo da PVGIS con *time step* orario per ogni località di installazione scelta e del modello quadratico dell'inverter.

Nel file Excel "database_countries.xlsx" vengono inoltre specificati dei limiti, massimo e minimo, relativi alle taglie di fotovoltaico, eolico e batteria; i valori minimi di fotovoltaico ed eolico corrispondono all'attuale installato per provincia in kWh ed i limiti massimi sono ottenuti moltiplicando tali valori per 40. Per la batteria i limiti scelti sono 0 e 1 GWh.

I primi risultati presentati sono relativi alla massimizzazione dei livelli di autosufficienza raggiungibili in funzione dei vincoli energetici ed economici, per cui si definiscono le taglie corrispondenti dei generatori e si quantifica la necessità dello stoccaggio.

I risultati successivi, invece, corrispondono alla massimizzazione del ritorno economico sugli investimenti; in questo caso è fondamentale la valutazione del costo degli scambi energetici con la rete in quanto l'iniezione di energia elettrica in rete deve essere ridotta al minimo considerando il prezzo di vendita basso

ed il sistema di accumulo risulta troppo costoso per essere utilizzato.

Una volta ottenuti i principali risultati energetici ed economici relativi alle 20 località di installazione selezionate all'interno della regione Lombardia, vengono esportati i profili di consumo e generazione relativi alle province di Pavia (località selezionata: Belgioioso) e Lecco (località selezionata: Barzio).

Viene inoltre selezionata una giornata tipica estiva (25 Giugno) per cui si ottengono i grafici relativi ai flussi energetici per entrambe le funzioni obiettivo utilizzate.

6.1.2 Massimizzazione dell'autosufficienza

La prima funzione obiettivo del processo di ottimizzazione delle simulazioni è la massimizzazione dell'autosufficienza delle province lombarde.

Dai risultati ottenuti dalle simulazioni relative alle 20 regioni italiane, la Lombardia risulta essere la regione con il livello annuale più basso di autosufficienza rispetto al carico (41%) e con la più alta percentuale di energia assorbita dalla rete (59% rispetto al carico); nonostante il più alto numero di impianti fotovoltaici installati, infatti, la Lombardia presenta il consumo annuo più elevato a livello nazionale legato alla consistente popolosità e produttività della regione. I risultati relativi ai 20 siti di installazione nei pressi delle province lombarde, mostrano che il più alto livello di autosufficienza rispetto al carico annuale si ottiene nella provincia di Como (Cantù) con il 70%.

Tutti i risultati sono riportati nella seguente tabella:

	SS [%]
Como - Cantù	70
Lodi	69
Como - Albavilla	68
Mantova	54
Pavia	53
Cremona	52
Sondrio - Caiolo	50
Sondrio - Albosaggia	48
Bergamo - Termo d'Isola	48
Varese - Casciago	48
Monza e della Brianza	48
Lecco - Barzio	48
Brescia	47
Varese - Velmaio	47
Lecco - Ballabio	46
Bergamo - Palazzago	44

Tabella 3: Lombardia: autosufficienza percentuale province

I risultati seguenti rappresentano i principali flussi energetici relativi agli impianti previsti per la provincia di Pavia (Belgioioso) e Lecco (Barzio) in una giornata tipica estiva (25 Giugno).

Tali risultati si ottengono dalla massimizzazione dell'autosufficienza dei siti di installazione in cui sono previste le seguenti taglie dei generatori fotovoltaici ed eolici e del sistema di accumulo:

	FV [GW]	WT [GW]	BESS [GWh]
Pavia (Belgioioso)	7,62	0	1
Lecco (Barzio)	2,16	0	1

Tabella 4: Taglie impianti previsti Pavia e Lecco

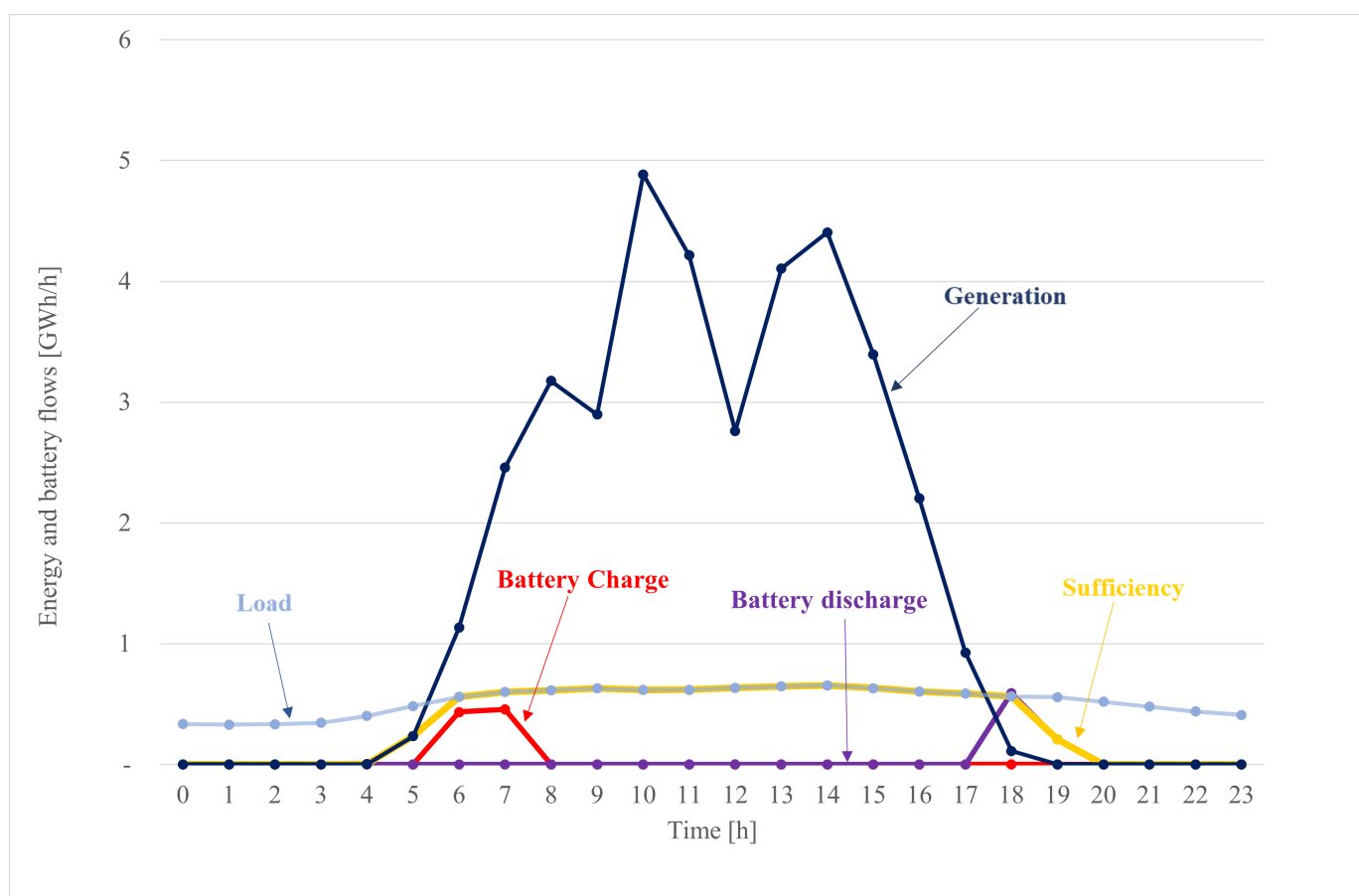


Figura 46: Pavia: massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici (1)

Il grafico in figura 46 mostra i profili energetici relativi all'impianto previsto per la provincia di **Pavia (Belgioioso)**; la produzione eolica è assente e la generazione fotovoltaica inizia a crescere dalle prime ore del mattino e presenta un profilo piuttosto irregolare con picchi di produzione intorno alle ore 10:00 (4.885.304 kWh/h) e alle ore 14:00 (4.404.674 kWh/h) e una brusca riduzione intorno alle ore 12:00 (2.759.000 kWh/h) per poi annullarsi nelle ore serali e notturne.

La generazione fotovoltaica risulta, inoltre, di molto superiore alla richiesta del

carico, in particolar modo nelle ore di piena luce, ed il processo di ottimizzazione prevede l'installazione di un sistema di accumulo da 1 GWh che si carica durante le prime ore del mattino ($\approx$ h 5-8) e si scarica in corrispondenza della riduzione di generazione durante le ore preserali ($\approx$ h 17-20).

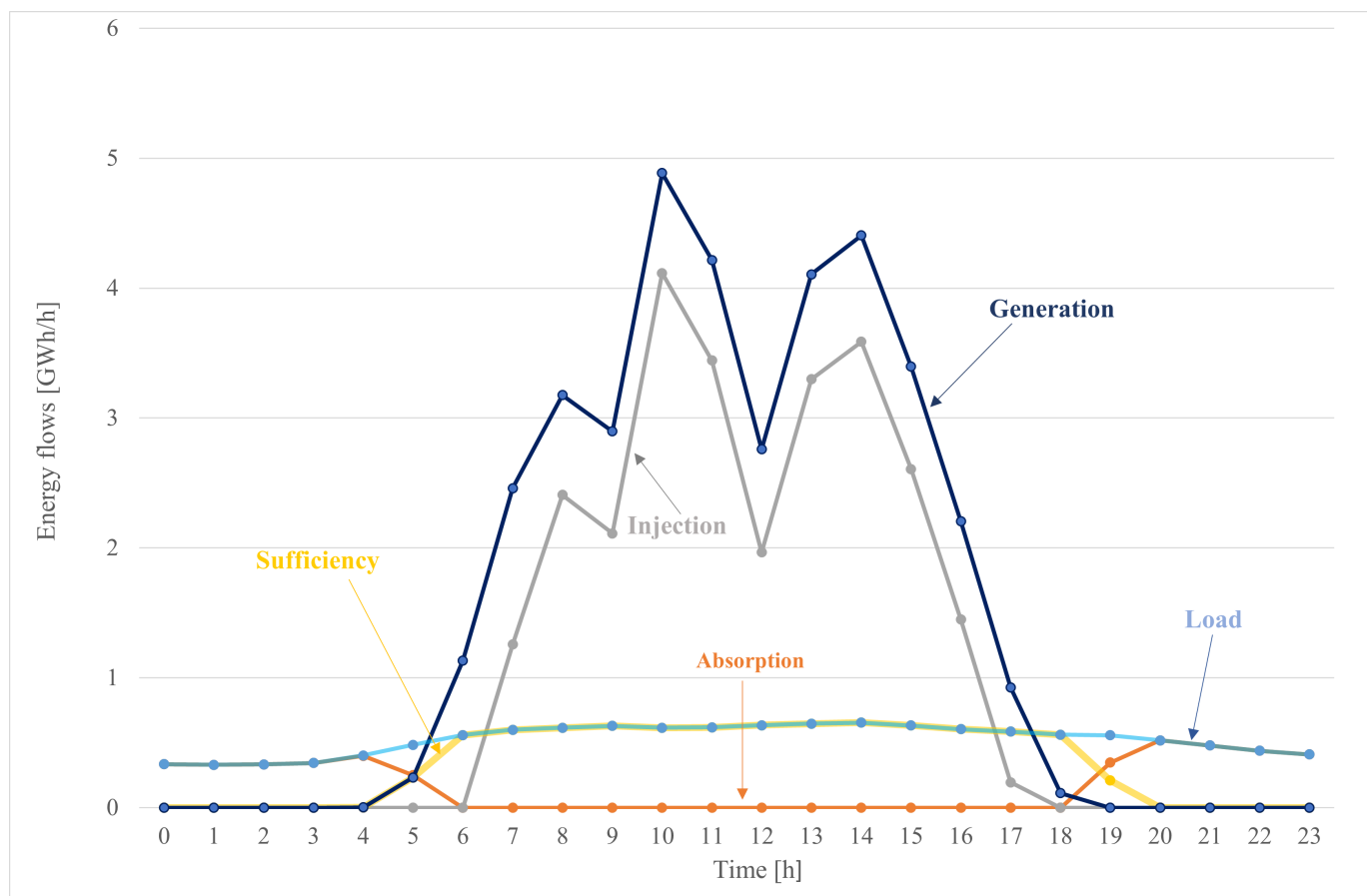


Figura 47: Pavia: massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici (2)

Sulla base delle considerazioni fatte, il grafico in fig.47 mostra anche gli andamenti degli scambi energetici giornalieri con la rete; nel corso della giornata in analisi, l'impianto ha bisogno di assorbire energia elettrica dalla rete durante le ore serali e notturne (dalle 18:00 alle 6:00 circa) in cui la generazione fotovoltaica è assente e la batteria si è già scaricata. In termini annuali, la percentuale di energia acquistata dalla rete rispetto al carico è del 47%.

La quantità di energia immessa in rete, inoltre, risulta consistente e presenta un profilo molto vicino a quello della generazione con picco di iniezione intorno alle ore 10:00 (4.155.623 kWh/h) e brusche riduzioni in corrispondenza di quelle del profilo di generazione.

L'andamento dell'autosufficienza è coerente con la sua definizione, ovvero la differenza tra il carico e l'assorbimento da rete, e l'impianto raggiunge in termini annuali un'autosufficienza percentuale del 53% rispetto al carico.

Il grafico in figura 48 rappresenta gli andamenti giornalieri dei principali flussi energetici giornalieri relativi all'impianto previsto per la provincia di **Lecco (Barzio)**.

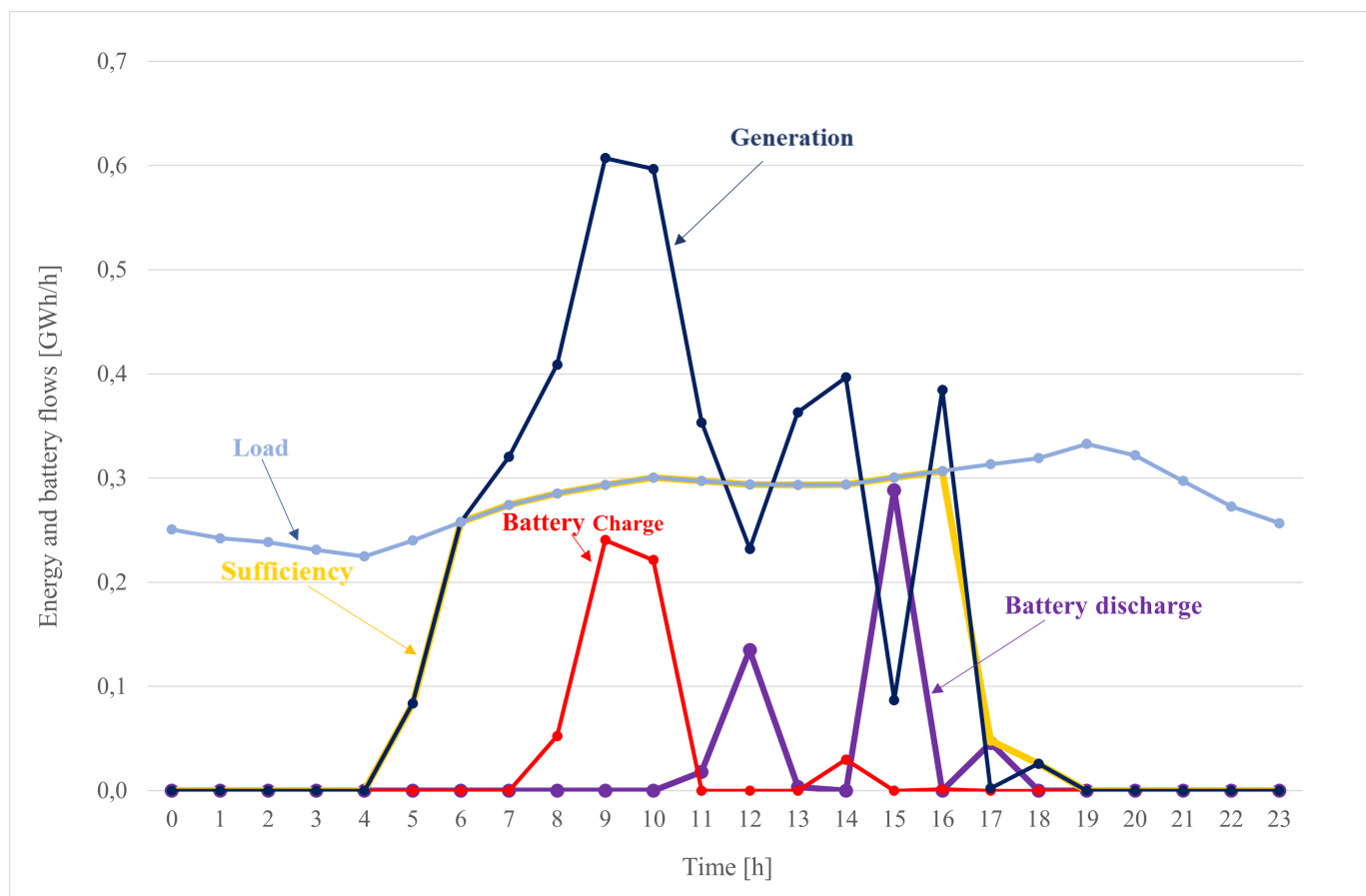


Figura 48: Lecco: massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici (1)

Anche in questo caso la produzione eolica è assente ed il profilo di generazione fotovoltaica rimane nullo durante le ore serali e notturne (dalle 19:00 alle 4:00 circa) ed è invece consistente nelle ore di luce con picco di produzione intorno alle ore 9:00 (607.174 kWh/h).

Si produce, inoltre, un surplus energetico rispetto alla richiesta del carico che viene immagazzinato nel sistema di accumulo previsto; la batteria si carica, infatti, principalmente durante la mattinata e anche intorno alle ore 14:00 e si scarica a mezzogiorno e intorno alle 15:00 in corrispondenza delle riduzioni del profilo di generazione.

Il grafico in figura 49, inoltre, mostra come in questo caso l'iniezione in rete rimanga a zero durante tutta la giornata e l'assorbimento invece sia necessario nelle ore serali e notturne in cui la generazione fotovoltaica si riduce drasticamente.

In termini annuali, le percentuali di energia immessa in rete e assorbita dalla

rete rispetto al carico coincidono e sono pari al 52%.

Il livello di autosufficienza raggiunto dall'impianto previsto per la provincia di Lecco rispetto al carico è del 48%.

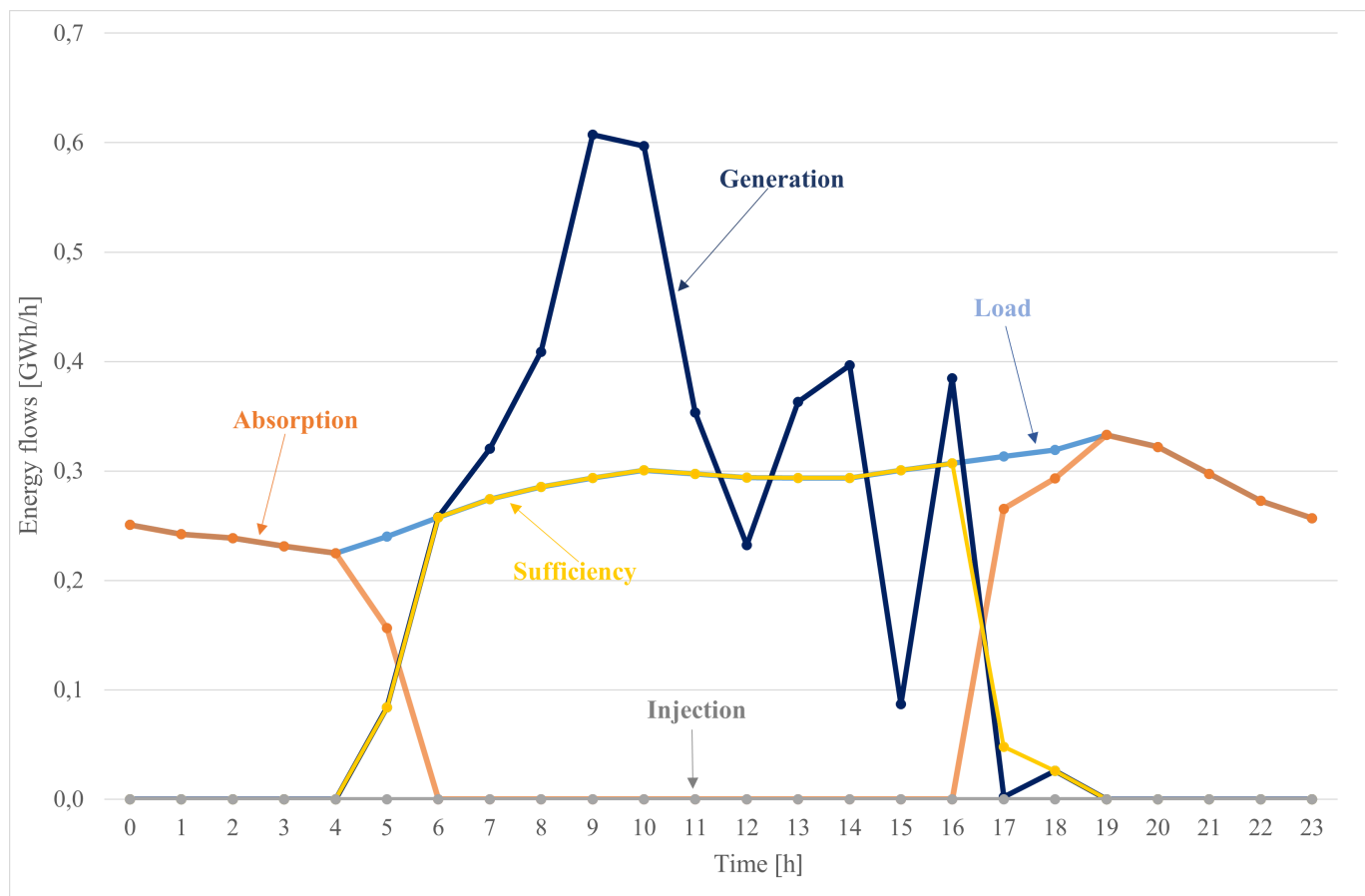


Figura 49: Lecco: massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici (2)

Il processo di ottimizzazione delle taglie eseguito dal software prevede l'installazione di due impianti diversi per le province di Pavia e Lecco in termini di dimensionamento dei generatori fotovoltaici.

In entrambi i casi si prevede l'installazione di sistemi di accumulo per l'immagazzinamento del surplus energetico generato e l'assorbimento di energia dalla rete quando la generazione fotovoltaica non è sufficiente per il soddisfacimento della richiesta del carico e la batteria si è già scaricata. Necessità che è anche conseguenza dell'assenza di produzione eolica nella regione Lombardia che potrebbe garantire la copertura del carico nelle ore serali.

Nonostante la dipendenza dalla rete e in particolare la significativa quantità di energia iniettata in rete dall'impianto previsto a Lecco risulta, quindi, possibile ottenere discreti livelli di autosufficienza e buoni risultati in termini economici. A fronte degli investimenti iniziali, infatti, il ritorno economico a fine vita degli impianti (25 anni) è positivo.

6.1.3 Massimizzazione del ritorno economico

La seconda funzione obiettivo del processo di ottimizzazione eseguito dal software MATLAB è la massimizzazione del ritorno economico sugli investimenti; l'obiettivo è quindi quello di ottenere il valore più alto possibile del NPV riferito all'ultimo anno di vita utile degli impianti considerati.

Risulta quindi necessario consumare l'energia prodotta in loco per soddisfare la richiesta del carico riducendo al minimo la quantità di energia iniettata in rete e la capacità dei sistemi di accumulo.

Dalle simulazioni per la massimizzazione del NPV eseguite a livello provinciale per le 20 località di installazione nella regione Lombardia, si ottengono buoni risultati economici a fine vita utile degli impianti (in questo caso 25 anni).

Il valore più alto si ottiene per la provincia di Brescia con un NPV= 14.303 M€ e IRR=11%; seguono Bergamo (NPV= 9.130 M€), Varese (NPV= 5.562 M€) e Cremona (NPV= 4.895 M€).

Anche in questo caso sono state selezionate le province di Pavia (Belgioioso) e Lecco (Barzio) di cui vengono presentati e commentati i principali risultati energetici ed economici.

I seguenti grafici mostrano i principali flussi energetici relativi agli impianti previsti a Pavia e Lecco in una tipica giornata estiva (25 Giugno). Tali risultati sono stati ottenuti massimizzando il ritorno economico sugli investimenti per cui il processo di ottimizzazione definisce le seguenti taglie dei generatori fotovoltaici, eolici e del sistema di accumulo:

	FV [GW]	WT [GW]	BESS [kWh]
Pavia - Belgioioso	3,04	0	293
Lecco - Barzio	1,91	0	24.740

Tabella 5: Taglie impianti previsti

Il grafico in figura 50 mostra i principali flussi energetici dell'impianto previsto per la provincia di **Pavia (Belgioioso)** in [GWh/h] relativi alla stessa giornata tipica estiva analizzata per la massimizzazione dell'autosufficienza.

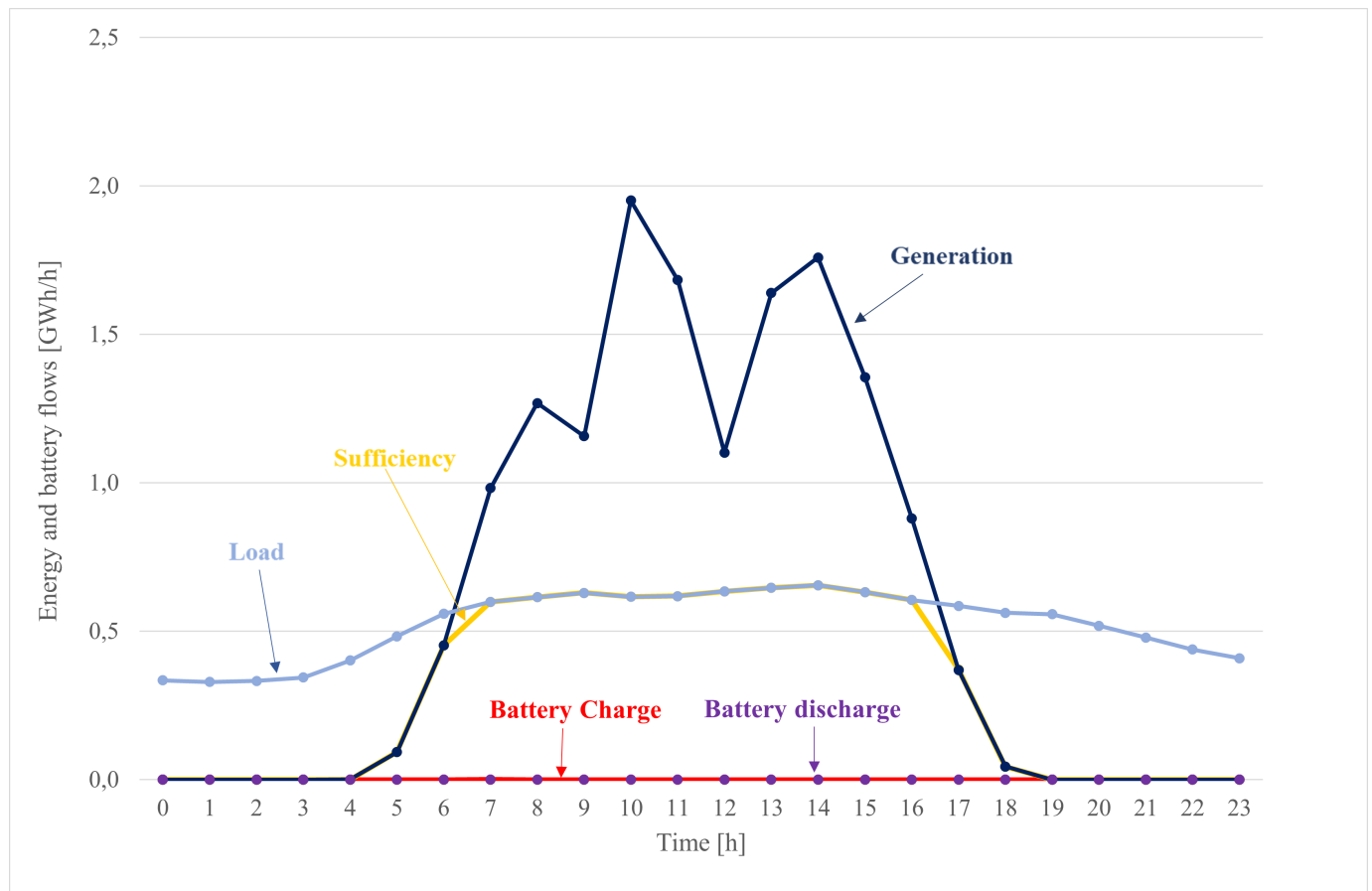


Figura 50: Pavia: massimizzazione del NPV, profili energetici (1)

Il profilo di generazione fotovoltaica riesce a soddisfare ampiamente il consumo dalle prime ore del mattino fino al tardo pomeriggio e si annulla durante la sera e la notte. Sulla base dei livelli di irradianza solare acquisiti da PVGIS, il picco di produzione si ottiene sempre intorno alle ore 9:00 con circa 1.95 GWh/h.

Si genera inoltre un consistente surplus energetico rispetto alla richiesta del carico ma, in questo caso, la pianificazione non prevede l'accumulo in batteria ed i profili di carica e scarica del sistema di accumulo durante la giornata considerata rimangono a zero.

In questo caso la massimizzazione del ritorno economico dell'investimento non prevede il sottodimensionamento dell'impianto rispetto al carico e la produzione rinnovabile rispetto al carico annuale è del 105%.

Il grafico in figura 51 mostra che una volta soddisfatta la richiesta del carico, non essendo previsto il funzionamento della batteria, una significativa quantità di energia prodotta viene iniettata in rete durante le ore di elevata produzione fotovoltaica.

La percentuale di energia immessa in rete rispetto al carico annuale è del 65%. È inoltre necessario assorbire energia dalla rete quando la generazione fotovoltaica non è sufficiente, quindi dalle ore preserali fino alle prime ore del mattino ($\approx$ h 17-5).

In termini annuali, il sistema acquista dalla rete una quantità di energia rispetto al carico pari al 60%. Ai fini della massimizzazione del ritorno economico sull'investimento, perciò, risulta conveniente acquistare ed immettere energia elettrica in rete rispetto all'utilizzo del sistema di accumulo.

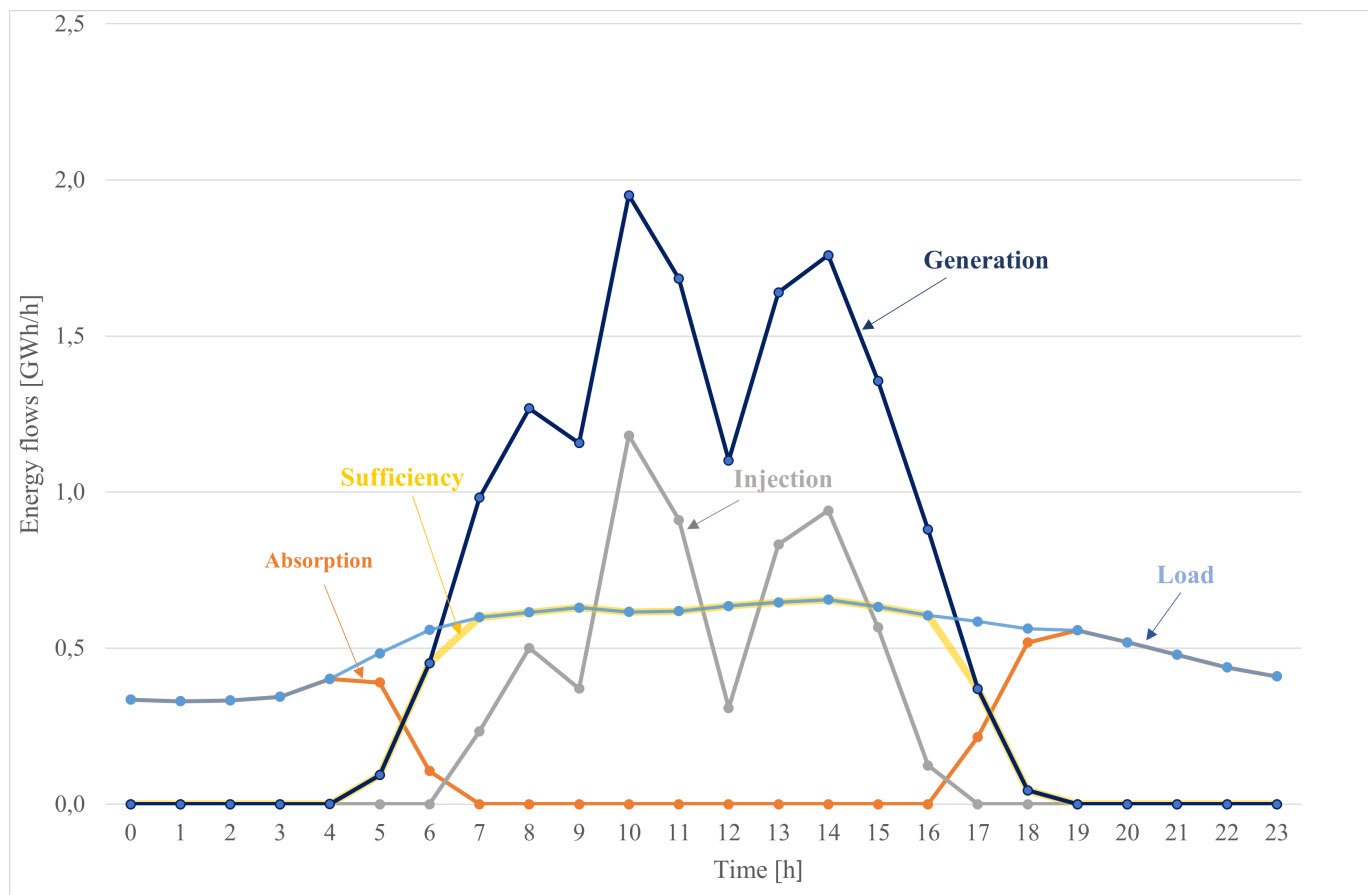


Figura 51: Pavia: massimizzazione del NPV, profili energetici (2)

Il grafico in figura 52 rappresenta invece gli andamenti giornalieri dei principali flussi energetici in [GWh/h] ottenuti per la massimizzazione del ritorno economico relativa all'impianto previsto per la provincia di **Lecco (Barzio)**.

In questo caso il processo di ottimizzazione prevede il sottodimensionamento dell'impianto e la produzione rinnovabile è pari all'89% rispetto al carico annuale.

La generazione fotovoltaica, infatti, durante la giornata considerata, riesce a soddisfare il carico durante le ore di piena luce ($\approx$ h 6-16) in cui produce più di quanto è richiesto; in questo caso una piccola parte del surplus energetico generato viene immagazzinata nel sistema di accumulo intorno alle ore 7:00 e scaricata, poi, intorno alle ore 16:00.

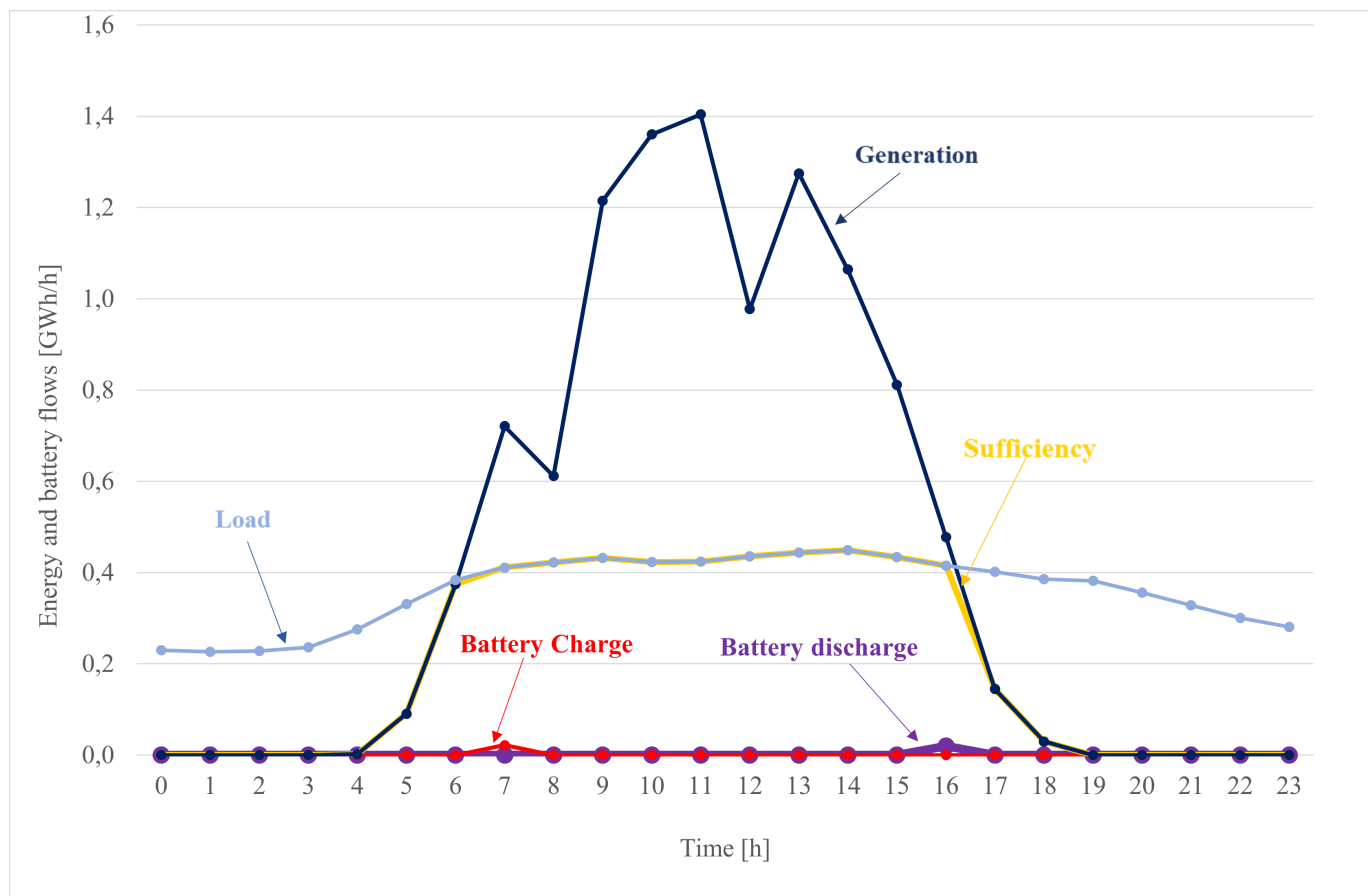


Figura 52: Lecco: massimizzazione del NPV, profili energetici (1)

Dal grafico in figura 53 emerge infatti che quando la produzione fotovoltaica è elevata, una quota dell'energia prodotta viene iniettata in rete; in termini annuali la percentuale di energia immessa in rete rispetto al carico è pari al 51%.

Allo stesso tempo è necessario acquistare energia dalla rete quando la produzione non è sufficiente, quindi durante le ore serali e notturne.

La percentuale di energia acquistata dalla rete rispetto al carico annuale è pari al 62%.

Anche in questo caso, dunque, il processo di ottimizzazione delle taglie per la massimizzazione del ritorno economico sugli investimenti definisce più vantaggiosi gli scambi energetici con la rete piuttosto che l'installazione di elevate capacità dei sistemi di accumulo elettrochimico.

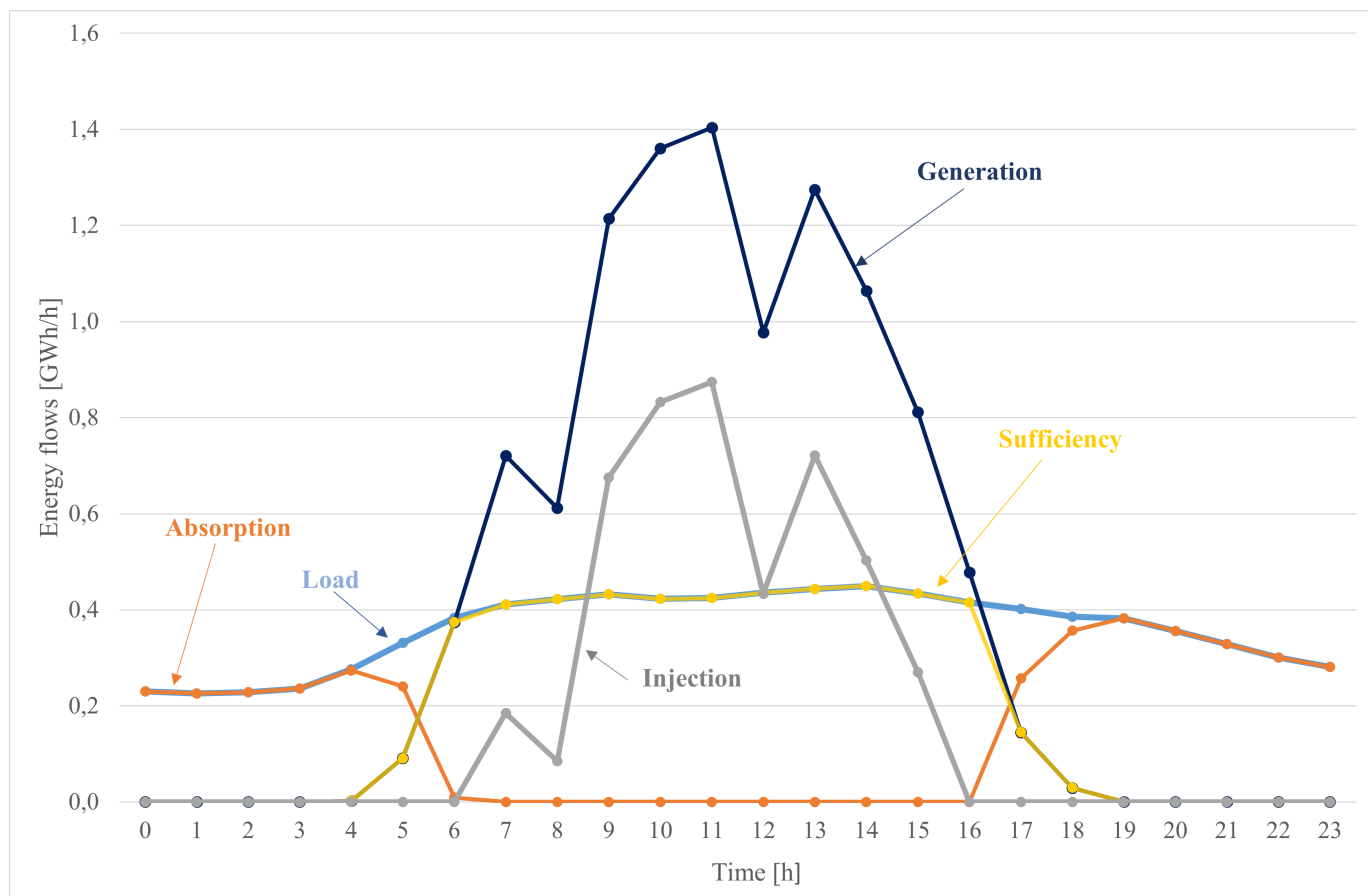


Figura 53: Lecco: massimizzazione del NPV, profili energetici (2)

Sulla base delle considerazioni fatte fino ad ora, i risultati economici ed energetici ottenuti da queste simulazioni sono:

	NPV [M€]	IRR [%]	Injection/Load [%]	RES production/load [%]
Pavia - Belgioioso	3.939	12	65	105
Lecco - Barzio	2.372	12	51	89

Tabella 6: Risultati dell'ottimizzazione del NPV

Per entrambi i siti di installazione considerati, il ritorno economico sull'investimento riferito all'ultimo anno di vita utile degli impianti è positivo e l'IRR rispetta il vincolo imposto del 6%.

Emerge perciò che per la massimizzazione del NPV è previsto il sottodimensionamento dell'impianto a Lecco mentre a Pavia la produzione rinnovabile percentuale supera il consumo.

Rimangono inoltre significative le quote di energia scambiate con la rete.

6.2 Caso studio regionale: Italia

A tracciare il quadro dell'energia da fonti rinnovabili in Italia è il recente rapporto del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) aggiornato al 2017, anno di analisi selezionato per le simulazioni; le fonti rinnovabili di energia hanno confermato il proprio ruolo di rilievo nel panorama energetico italiano, trovando impiego diffuso per la produzione di energia elettrica, ma anche per riscaldamento e raffreddamento e come biocarburanti utilizzati nel settore dei trasporti.

Per quanto concerne il settore elettrico, i dati statistici 2017 prodotti dal GSE per il fotovoltaico e da Terna per le altre fonti, riportano che al 2017 la potenza efficiente lorda degli oltre 787.000 impianti a fonti rinnovabili installati in Italia è pari a 53,3 GW, con un incremento dell'+1,9% rispetto all'anno precedente generato principalmente dalle fonti solare (+413,6 MW) ed eolica (+356 MW). A fronte di tale potenza installata, nel 2017 la produzione lorda effettiva di energia elettrica si è attestata intorno ai 104 TWh, in flessione di circa 4,1 TWh rispetto al 2016 (-3,8%). Tale dinamica è legata principalmente alla forte contrazione della produzione degli impianti idroelettrici (-14,7%), compensata solo in parte dalla crescita registrata dalla fonte solare (+10,3%) mentre tutte le altre fonti registrano variazioni più contenute.

A fine 2017 risultano installati in Italia 786.808 impianti di produzione elettrica alimentati da fonti rinnovabili; tale numerosità è in gran parte costituita da impianti fotovoltaici (98,6%), aumentati di oltre 44.000 unità rispetto al 2016 (+6,0%).

La produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili, di poco inferiore a 104 TWh, rappresenta il 35% della produzione complessiva di energia elettrica in Italia, con un incremento nel settore elettrico rispetto al 2016 del 2,4%.

Nei 15 anni compresi tra il 2003 e il 2017 la potenza efficiente lorda degli impianti FER installati in Italia è aumentata da 19,663 MW a 53,259 MW, con una variazione complessiva di 33,596 MW e un tasso di crescita medio annuo pari al 7%; gli anni caratterizzati da incrementi maggiori di potenza sono il 2011 e il 2012.

La potenza installata complessiva degli impianti entrati in esercizio nel corso del 2017 è pari a 1.001 MW.

Sin dagli inizi del '900, il parco elettrico nazionale è stato caratterizzato dall'ampia diffusione di impianti idroelettrici; negli anni più recenti la potenza

installata di tali impianti è rimasta pressoché costante (+0,7% medio annuo), mentre tutte le altre fonti rinnovabili sono cresciute in maniera considerevole, grazie principalmente ai diversi sistemi pubblici di incentivazione.

Inoltre il 94% circa degli impianti fotovoltaici installati in Italia ha potenza inferiore a 50 kW e oltre l'80% degli impianti eolici di piccola taglia ha potenza inferiore a 200 kW, di cui il 59,7% ha una potenza compresa tra i 50 kW e 200 kW.

La figura 54 mostra gli andamenti della potenza installata degli impianti di produzione elettrica alimentata da fonti di energia rinnovabile in Italia dal 2004 al 2018.

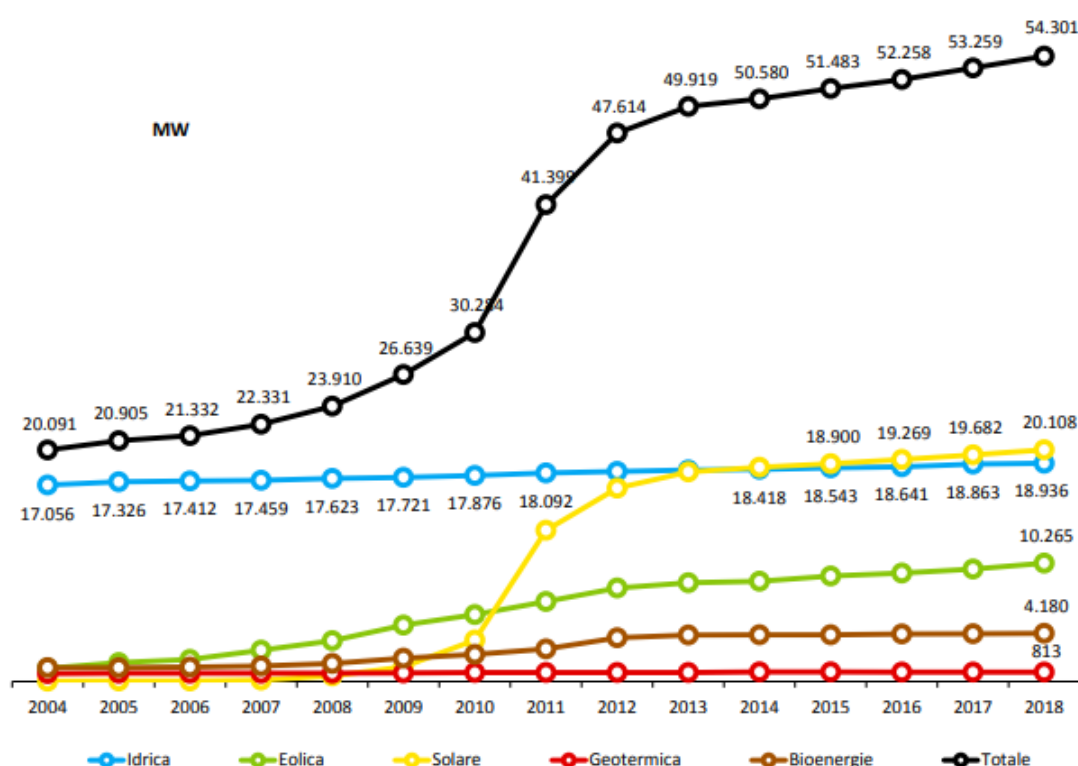


Figura 54: Potenza installata degli impianti di produzione elettrica alimentati da FER

Sulla base dei dati statistici riportati nel rapporto del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) aggiornato al 2017, la Lombardia risulta essere la regione con la più alta concentrazione di potenza installata di impianti FER per la produzione elettrica (15,6% della potenza complessiva a livello nazionale). La Toscana, grazie principalmente allo sfruttamento della risorsa geotermica, è invece la regione con maggior potenza installata nel Centro Italia. Nel Mezzogiorno la prima regione per potenza installata è la Puglia (10,2% della potenza nazionale); seguono a distanza la Sicilia (6,4%) e la Campania (5,2%).

Al 31 dicembre 2017 gli impianti fotovoltaici installati in Italia risultano 774.014, cui corrisponde una potenza pari a 19.682 MW; gli impianti di piccola taglia

(potenza inferiore o uguale a 20 kW) costituiscono oltre il 90% degli impianti totali installati in Italia e rappresentano il 20% della potenza complessiva nazionale. Nel solo anno solare 2017, inoltre, sono stati installati poco meno di 44.000 impianti, la quasi totalità di potenza inferiore ai 200 kW, per una potenza installata complessiva pari a 414 MW.

La figura 55 seguente riporta il numero e la potenza degli impianti fotovoltaici installati nelle regioni italiane nel 2016 e 2017.

Regione	2016		2017		Var % 2017 / 2016	
	Numero Impianti	Potenza Installata (MW)	Numero Impianti	Potenza Installata (MW)	n°	MW
Piemonte	51.254	1.546	54.204	1.572	5,8	1,7
Valle d'Aosta	2.131	22	2.244	23	5,3	4,2
Lombardia	108.845	2.169	116.644	2.227	7,2	2,7
Prov. Aut. Trento	15.341	175	15.919	180	3,8	2,6
Prov. Aut. Bolzano	7.980	239	8.160	241	2,3	0,9
Veneto	99.262	1.802	106.211	1.853	7,0	2,8
Friuli Venezia Giulia	30.593	511	32.012	521	4,6	1,9
Liguria	7.664	100	8.171	103	6,6	3,3
Emilia Romagna	74.649	1.942	79.835	1.983	6,9	2,1
Toscana	38.627	774	40.870	791	5,8	2,2
Umbria	16.878	466	17.636	471	4,5	1,2
Marche	25.410	1.062	26.539	1.071	4,4	0,8
Lazio	46.537	1.237	50.296	1.325	8,1	7,1
Abruzzo	18.280	716	19.092	723	4,4	1,0
Molise	3.768	175	3.913	176	3,8	0,7
Campania	28.406	759	30.401	784	7,0	3,2
Puglia	44.501	2.615	46.253	2.632	3,9	0,7
Basilicata	7.505	363	7.826	366	4,3	0,7
Calabria	22.269	503	23.456	514	5,3	2,2
Sicilia	46.973	1.351	49.796	1.377	6,0	1,9
Sardegna	33.205	741	34.536	749	4,0	1,1
ITALIA	730.078	19.269	774.014	19.682	6,0	2,1

Figura 55: Numero e potenza degli impianti fotovoltaici nelle regioni italiane

Nel 2017 si è registrato un incremento di numero (+6,0%) e potenza (+2,1%) degli impianti più contenuto rispetto agli anni precedenti. La maggiore variazione del numero di impianti (+8,1%) si rileva nel Lazio, seguita in termini di numerosità da Lombardia, Veneto e Campania. Gli incrementi minori in termini di numerosità (+2,3%), invece, si registrano nella Provincia Autonoma di Bolzano.

In termini assoluti, alla fine del 2017 la Lombardia risulta essere la regione con il maggior numero di impianti installati (116.644), seguita dal Veneto con 106.211 impianti. La Puglia si caratterizza invece per la maggior potenza installata (2.632 MW), seguita a distanza dalla Lombardia con 2.227 MW.

La figura 56 mostra la distribuzione regionale in termini di potenza installata percentuale degli impianti fotovoltaici; la potenza installata si concentra per il 44% al Nord, il 37% al Sud e il 19% al Centro Italia. La Puglia, con il 13,4%, presenta il contributo maggiore al totale nazionale, seguita dalla Lombardia con l'11,3%. Al Centro primeggia il Lazio, con il 6,7% della potenza installata.



Figura 56: Distribuzione regionale della potenza installata degli impianti fotovoltaici a fine 2017

Il rapporto del GSE riporta anche i dati di sintesi sugli impianti eolici nel 2017 da cui emerge che gli impianti eolici presenti in Italia a fine 2017 sono 5.579, per una potenza efficiente lorda di 9.766 MW. L'incremento di potenza tra 2016 e 2017 (+356 MW, pari a +3,8%) è legato principalmente alla crescita degli

impianti con potenza maggiore di 10 MW, anche se in termini relativi emerge l'incremento della classe degli impianti eolici con potenza fino ad 1 MW, sia in termini di numerosità (+61,6%) che di potenza installata (+29,8%). Tale segmento, che comprende anche la categoria dei minieolici, rappresenta 113 dei 356 MW complessivi installati nel 2017 (32% circa).

La figura 57 mostra il consistente sviluppo dei parchi eolici in Italia dal 2003 al 2017.

Alla fine del 2003 gli impianti installati erano 107, con una potenza pari a 874 MW; alla fine del 2017 il parco nazionale risulta composto da quasi 5.600 impianti, con potenza pari a 9.766 MW. Nel 2017 la potenza eolica installata rappresenta il 18,3% di quella relativa all'intero parco impianti rinnovabile.

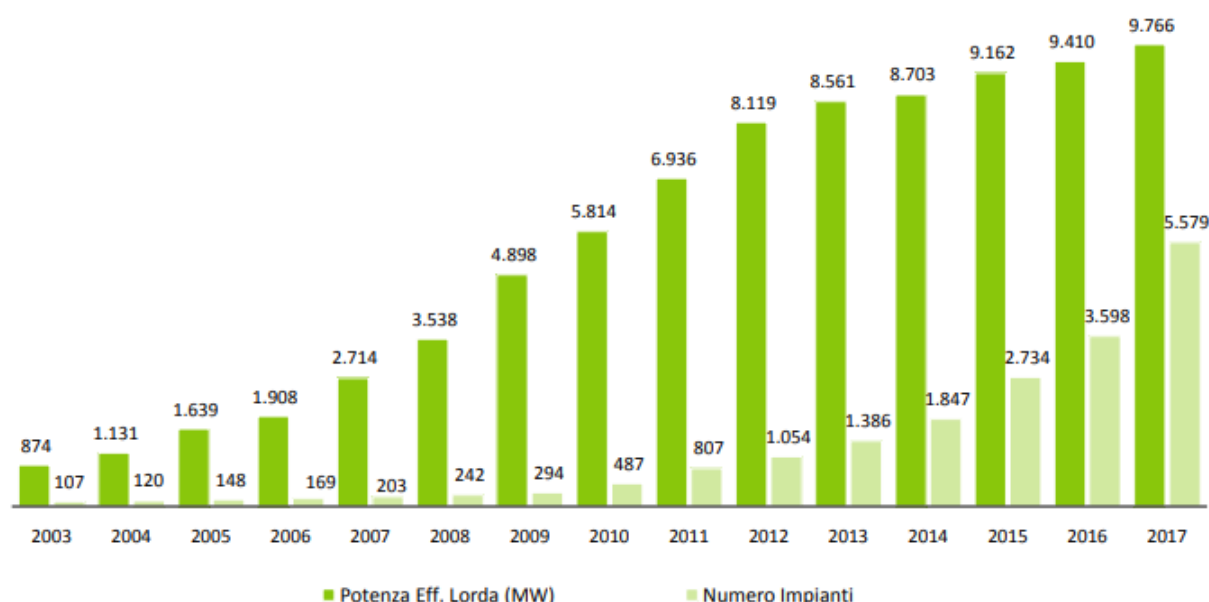


Figura 57: Evoluzione del numero e della potenza degli impianti eolici

La figura 58 riporta il numero e la potenza degli impianti eolici installati nelle regioni italiane nel 2016 e 2017.

Per la costruzione e l'esercizio degli impianti eolici hanno particolare rilevanza alcune caratteristiche ambientali e territoriali dei siti quali la ventosità, la rugosità del terreno, l'accessibilità. Per tali ragioni, nelle Sud Italia risulta installato il 96,8% della potenza eolica nazionale; la regione con la maggiore potenza installata è la Puglia, con 2.473,2 MW, seguono Sicilia e Campania, rispettivamente con 1.810,9 MW e 1.390,4 MW.

Regione	2016		2017		2017 / 2016 Variazione %	
	n°	MW	n°	MW	n°	MW
Piemonte	16	18,8	17	18,8	6,3	0,0
Valle d'Aosta	4	2,6	5	2,6	25,0	0,0
Lombardia	8	0,0	9	0,0	12,5	0,0
Provincia Autonoma di Trento	9	0,1	9	0,1	-	-
Provincia Autonoma di Bolzano	3	0,3	3	0,3	0,0	0,0
Veneto	17	9,4	16	13,4	-5,9	42,4
Friuli Venezia Giulia	5	0,0	5	0,0	0,0	0,0
Liguria	34	58,1	33	58,1	-2,9	-0,0
Emilia Romagna	66	24,9	69	25,2	4,5	1,0
Toscana	110	122,7	124	123,5	12,7	0,6
Umbria	23	2,0	25	2,1	8,7	2,7
Marche	50	19,5	52	19,5	4,0	0,3
Lazio	46	52,2	68	53,4	47,8	2,3
Abruzzi	40	232,0	43	232,1	7,5	0,0
Molise	42	372,8	79	375,9	88,1	0,8
Campania	388	1.350,6	593	1.390,4	52,8	2,9
Puglia	892	2.440,9	1.173	2.473,2	31,5	1,3
Basilicata	722	866,8	1.402	1.055,0	94,2	21,7
Calabria	244	1.029,5	411	1.087,7	68,4	5,7
Sicilia	524	1.795,2	863	1.810,9	64,7	0,9
Sardegna	354	1.011,5	580	1.023,6	63,8	1,2
ITALIA	3.598	9.409,9	5.579	9.765,9	55,1	3,8

Figura 58: Numero e potenza degli impianti eolici nelle regioni

Nelle regioni dell'Italia settentrionale e centrale la potenza installata è molto contenuta: gli impianti installati a fine 2017 coprono complessivamente solo il 5,6% della potenza nazionale. Puglia (25,3%) e Sicilia (18,5%) detengono invece il primato per potenza installata; è rilevante anche la potenza dei parchi eolici installata nelle regioni Campania, Calabria, Basilicata e Sardegna.

A tal proposito la figura 59 rappresenta la distribuzione regionale della potenza installata degli impianti eolici a fine 2017.



Figura 59: Distribuzione regionale della potenza installata degli impianti eolici a fine 2017

6.2.1 Metodologia impiegata

L'esecuzione delle simulazioni prevede la scelta preliminare di una località rappresentativa per regione italiana; si tratta dunque di 20 siti di installazione, uno per ogni regione, di cui vengono fornite le coordinate geografiche importate negli step iniziali del codice MATLAB dal file Excel "database_countries.xlsx" insieme a tutti gli altri parametri energetici, ambientali ed economici relativi alle località di installazione.

Il software procede con l'acquisizione del profilo di consumo nazionale orario in [kWh/h] che viene poi suddiviso in percentuale per regione secondo delle statistiche Terna sul consumo di energia elettrica per regione italiana.

Si passa poi all'acquisizione dei principali dati meteo da PVGIS con *time step* orario per ogni località di installazione scelta e del modello quadratico di perdita energetica dell'inverter.

Nel file Excel "database_countries.xlsx" vengono inoltre specificati dei limiti, massimo e minimo, relativi alle taglie di fotovoltaico, eolico e batteria; i valori minimi di fotovoltaico ed eolico corrispondono all'attuale installato regionale in kWh ed i limiti massimi sono ottenuti moltiplicando tali valori per 40. Per la batteria i limiti scelti sono 0 e 100 GWh.

I primi risultati presentati sono relativi alla massimizzazione dei livelli di auto-sufficienza raggiungibili in funzione dei vincoli energetici ed economici, ragion per cui si definiscono le taglie corrispondenti dei generatori e si quantifica la necessità dello stoccaggio.

I risultati seguenti, invece, corrispondono alla massimizzazione del ritorno economico sull'investimento; in questo caso è fondamentale la valutazione del costo degli scambi energetici con la rete in quanto l'iniezione di energia elettrica in rete deve essere ridotta al minimo considerando il prezzo di vendita basso e il sistema di accumulo risulta troppo costoso per essere utilizzato.

Una volta ottenuti i principali risultati energetici ed economici relativi alle 20 regioni italiane, vengono esportati i profili di consumo e generazione delle regioni Liguria (località scelta: Savona) e Puglia (località scelta: Gioia del colle (BA)).

Viene inoltre selezionata una giornata tipica estiva per cui si ottengono i grafici relativi ai flussi energetici per entrambe le funzioni obiettivo utilizzate.

6.2.2 Massimizzazione dell'autosufficienza

La prima funzione obiettivo del processo di ottimizzazione delle simulazioni è la massimizzazione del livello di autosufficienza delle regioni italiane.

L'approccio utilizzato in questo tipo di valutazione è a parametri concentrati, piuttosto che distribuiti, ottimizzando il livello di autosufficienza di ogni località di installazione scelta e valutando, poi, i risultati a livello nazionale.

I risultati ottenuti definiscono buoni livelli di autosufficienza in tutte le regioni italiane; il caso peggiore è quello della regione Lombardia con un livello di autosufficienza del 41% rispetto al carico. Segue il Friuli Venezia Giulia con il 59%, la Valle d'Aosta (62%), il Trentino (63%) e la Liguria ed Emilia Romagna, entrambe con il 68%.

Risultati significativi si ottengono al Nord Italia nelle regioni Veneto e Piemonte, rispettivamente con un livello di autosufficienza percentuale del 79% e 80% e nel Lazio con il 93%.

Ottimi risultati si ottengono, inoltre, nel Sud Italia e Isole; Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia e Sardegna presentano risultati che oscillano tra il 99% e 100% di autosufficienza rispetto al carico regionale.

Tali livelli di autosufficienza energetica sono stati raggiunti installando ingenti capacità di accumulo, dell'ordine dei GWh; la taglia minima del sistema di accumulo installato è di 0,84 GWh (839.655 kWh) per la Valle d'Aosta mentre la taglia massima installata risulta essere in Veneto (48,68 GWh).

In questo modo è possibile utilizzare impianti di generazione da fonti rinnovabili di grandi dimensioni e limitare la quantità di energia assorbita dalla rete che risulta essere massima nella regione Lombardia (59% rispetto al carico) e minima in tutte le regioni del Sud Italia e Isole (tra 0 e meno dell'1% rispetto al carico).

Per quanto riguarda invece la quantità di energia iniettata in rete, si ottengono valori significativi in particolare nelle regioni del Sud Italia e Isole in cui la produzione da fonti rinnovabili risulta essere di molto superiore rispetto ai consumi regionali.

Nonostante questo, dal punto di vista economico, la generazione da fonti rinnovabili e l'utilizzo di elevate capacità di accumulo consentono di ottenere risultati redditizi, ovvero un significativo livello di autosufficienza energetica insieme a NPV positivi al termine della vita utile dell'impianto (in questo caso di 25 anni) e IRR superiori al 6%.

In quasi tutte le regioni italiane, tranne la Calabria, la generazione fotovoltaica risulta essere superiore rispetto a quella eolica, la quale è praticamente nulla in Lombardia, Trentino Alto Adige e Friuli Venezia Giulia.

La produzione eolica presenta dei valori significativi nelle regioni del Sud Italia, in particolare la Calabria con 15,20 GW e la Puglia con 12,55 GW installabili; nel Centro Italia spiccano la Toscana (6,32 GW), il Lazio (2,69 GW), l'Emilia Romagna (1,66 GW) e l'Abruzzo (1,17 GW).

La produzione fotovoltaica risulta preferibile nella maggior parte dei casi a causa delle caratteristiche morfologiche e meteorologiche di alcune regioni italiane, in particolare quelle nel Nord Italia e per un aspetto prettamente energetico per cui i sistemi fotovoltaici corrispondono meglio ai profili di carico a livello giornaliero e stagionale.

Inoltre nonostante la producibilità attuale dell'eolico risulti anche superiore rispetto a quella fotovoltaica, la superficie da occupare necessaria all'installazione di un parco eolico è naturalmente notevolmente più elevata; per il fotovoltaico si assume un'efficienza nominale del 20% per cui per ridurre le mutue ombrazze tra le file di moduli sono necessari $10 \text{ m}^2/\text{kW}$ per i generatori fissi e $15 \text{ m}^2/\text{kW}$ per i generatori ad inseguimento solare. Per le turbine eoliche, invece, per ridurre le mutue interferenze, si devono adottare due fattori di distanziamento, uno pari a 3-5 volte il diametro del rotore per la direzione ortogonale a quella principale del vento e l'altro pari a 7-10 volte il diametro del rotore per la direzione prevalente del vento; si tratta all'incirca di una turbina eolica da 1 MW ogni 6 ettari.

I risultati che seguono sono relativi a due regioni italiane selezionate tra tutte, ovvero la Liguria (SV) e la Puglia (Gioia del Colle (BA)).

Le figure 60 e 61 rappresentano i profili mensili di generazione rinnovabile, carico e assorbimento dalla rete delle regioni Liguria e Puglia.

Coerentemente con i risultati energetici ottenuti, la regione Puglia presenta dei profili di produzione da fonti rinnovabili e consumo notevolmente più elevati rispetto alla Liguria; la generazione degli impianti installabili in Puglia raggiunge i massimi valori durante i mesi di Luglio, Agosto e Settembre (picco massimo corrispondente a 6.646 GWh) mentre in Liguria si ha un picco di generazione nel mese di Luglio corrispondente a circa 720 GWh.

Naturalmente anche il profilo di consumo mensile della regione Liguria (massimo a Luglio di 607 GWh) risulta significativamente inferiore rispetto alla Puglia (picco a Luglio di 1.691 GWh).

Dunque la Puglia riesce a soddisfare bene il proprio carico elettrico e la quantità di energia assorbita dalla rete risulta modesta rispetto alla produzione, con un

picco di 148 GWh nel mese di Ottobre e nulla nei mesi di Aprile, Maggio e Settembre.

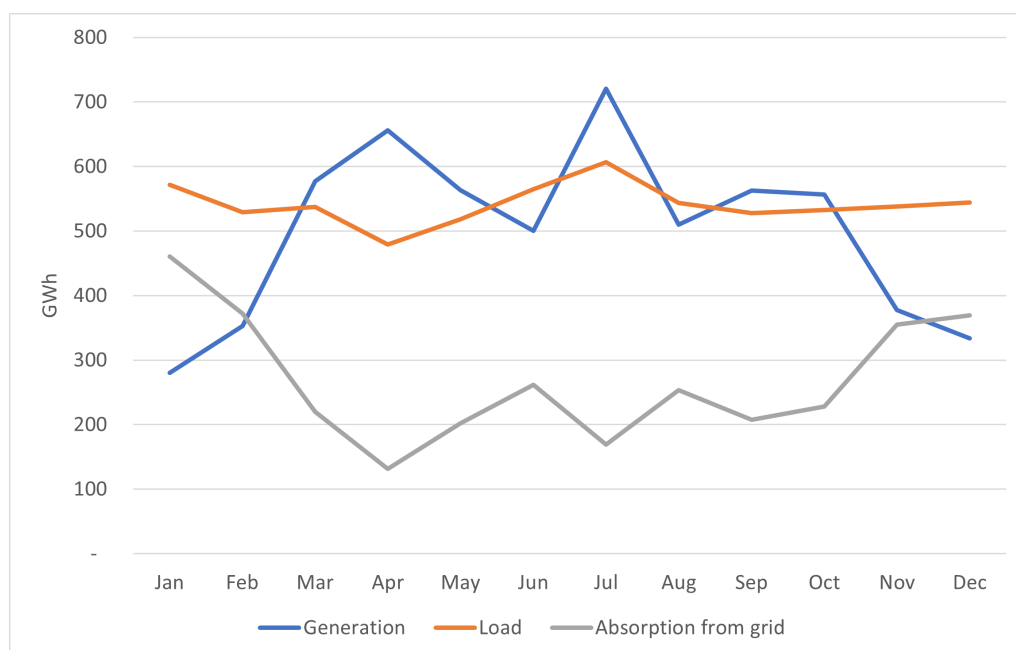


Figura 60: Generazione, carico e assorbimento mensili Liguria

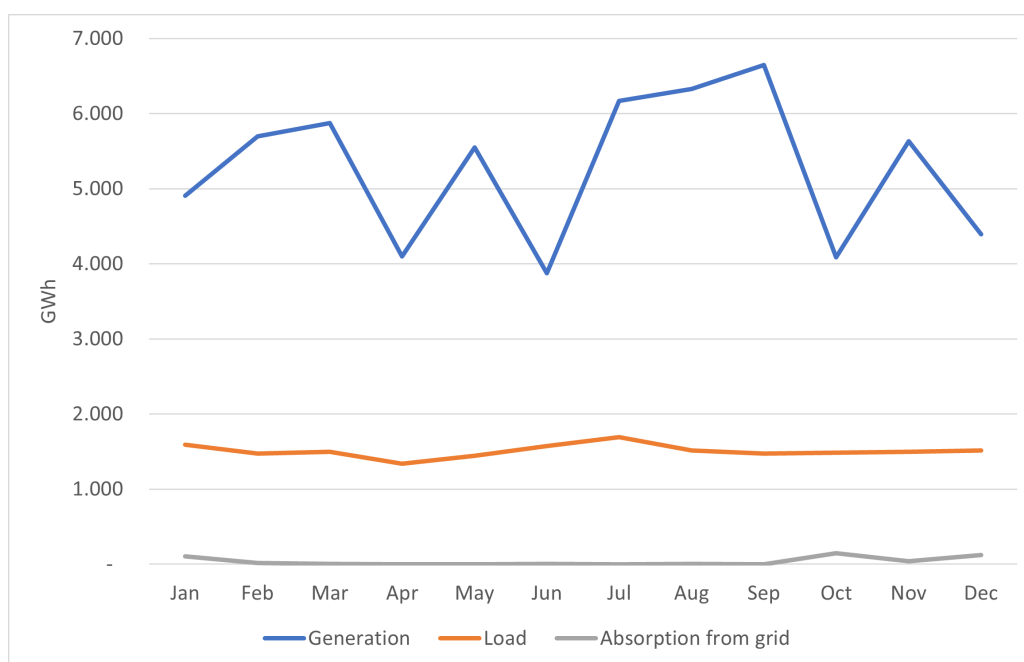


Figura 61: Generazione, carico e assorbimento mensili Puglia

Gli istogrammi in figura 62 e 63 mostrano gli andamenti mensili del livello di autosufficienza e autoconsumo percentuali rispetto al carico delle regioni Liguria e Puglia. Ricordando che SS (*self-sufficiency*) e SC (*self-consumption*) sono definiti come:

$$SS = \frac{\text{Carico} - \text{Assorbimento da rete}}{\text{Carico}} \quad (50)$$

$$SC = \frac{\text{Carico} - \text{Assorbimento da rete}}{\text{Generazione}} \quad (51)$$

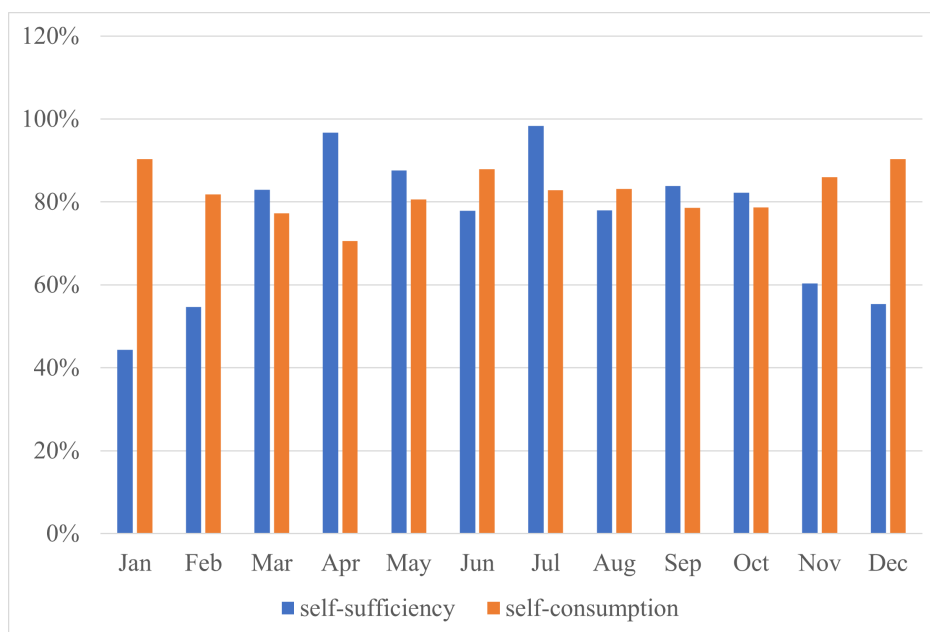


Figura 62: Autoconsumo e autosufficienza mensili Liguria

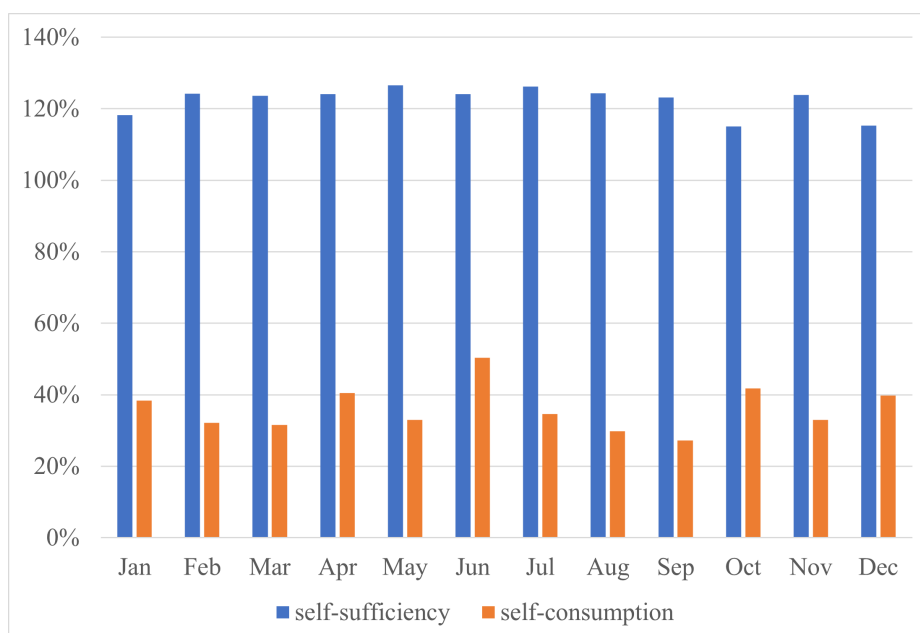


Figura 63: Autoconsumo e autosufficienza mensili Puglia

I risultati seguenti mostrano i flussi energetici relativi agli impianti installabili in Liguria ed in Puglia in una giornata tipica estiva (25 Giugno).

Tali risultati sono stati ottenuti massimizzando l'autosufficienza dei siti di installazione in cui sono previste le seguenti taglie dei generatori fotovoltaici ed eolici e del sistema di accumulo:

	FV [GW]	WT [GW]	BESS [GWh]
Liguria	4,52	0,31	8,76
Puglia	23,10	12,55	40,21

Tabella 7: Taglie impianti previsti Liguria e Puglia

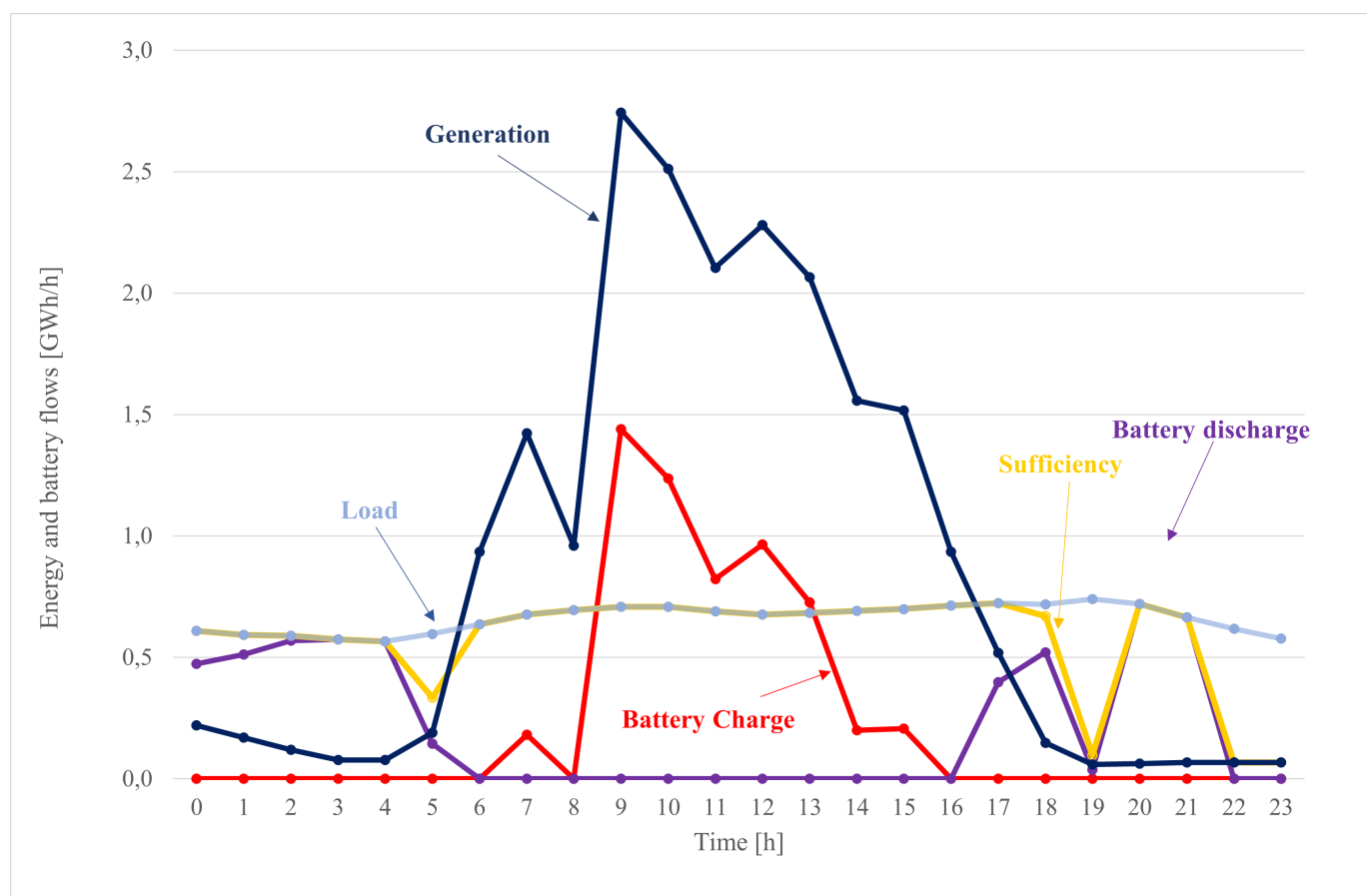


Figura 64: Liguria: massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici (1)

Il grafico in figura 64 mostra come in **Liguria** la generazione fotovoltaica, prevalente rispetto a quella eolica, riesca a soddisfare il profilo di carico giornaliero nelle ore di luce producendo anche un notevole surplus energetico che viene stoccato nel sistema di accumulo; la batteria, infatti, si carica principalmente nelle ore con maggiore irradianza solare ($\approx$ h: 8-16) e si scarica successivamente nelle ore preserali e notturne garantendo un buon livello di autosufficienza dell'impianto (68% rispetto al carico annuale).

La figura 65 mostra, inoltre, i profili giornalieri degli scambi energetici con

la rete degli impianti fotovoltaici ed eolici con accumulo previsti in Liguria. Grazie all'installazione del sistema di accumulo, l'iniezione in rete risulta nulla durante la giornata selezionata, per cui tutto il surplus di generazione viene stoccato nel sistema di accumulo e non iniettato in rete al prezzo sconveniente di vendita dell'energia elettrica. La quantità di energia elettrica immessa in rete in termini annuali rispetto al carico è del 20%.

L'assorbimento di energia elettrica dalla rete, invece, risulta nullo nelle ore di elevata produzione fotovoltaica, in cui il carico viene pienamente soddisfatto e si genera il surplus energetico stoccato nel sistema di accumulo.

Durante le ore serali e notturne (h 18-20 e h 21-23) e al primo mattino (h 4-6), invece, la generazione fotovoltaica diminuisce sostanzialmente e, una volta scaricata la batteria, gli impianti RES necessitano di prelevare energia dalla rete per soddisfare il profilo di carico giornaliero. La percentuale di energia elettrica acquistata dalla rete in un anno rispetto al carico è del 32%.

Sulla base di tali considerazioni, risulta coerente il profilo di autosufficienza ottenuto in [GWh/h] come differenza tra il carico elettrico e la quantità di energia assorbita dalla rete con raggiungimento dei massimi livelli giornalieri nelle ore di elevata produzione fotovoltaica e scarica della batteria.

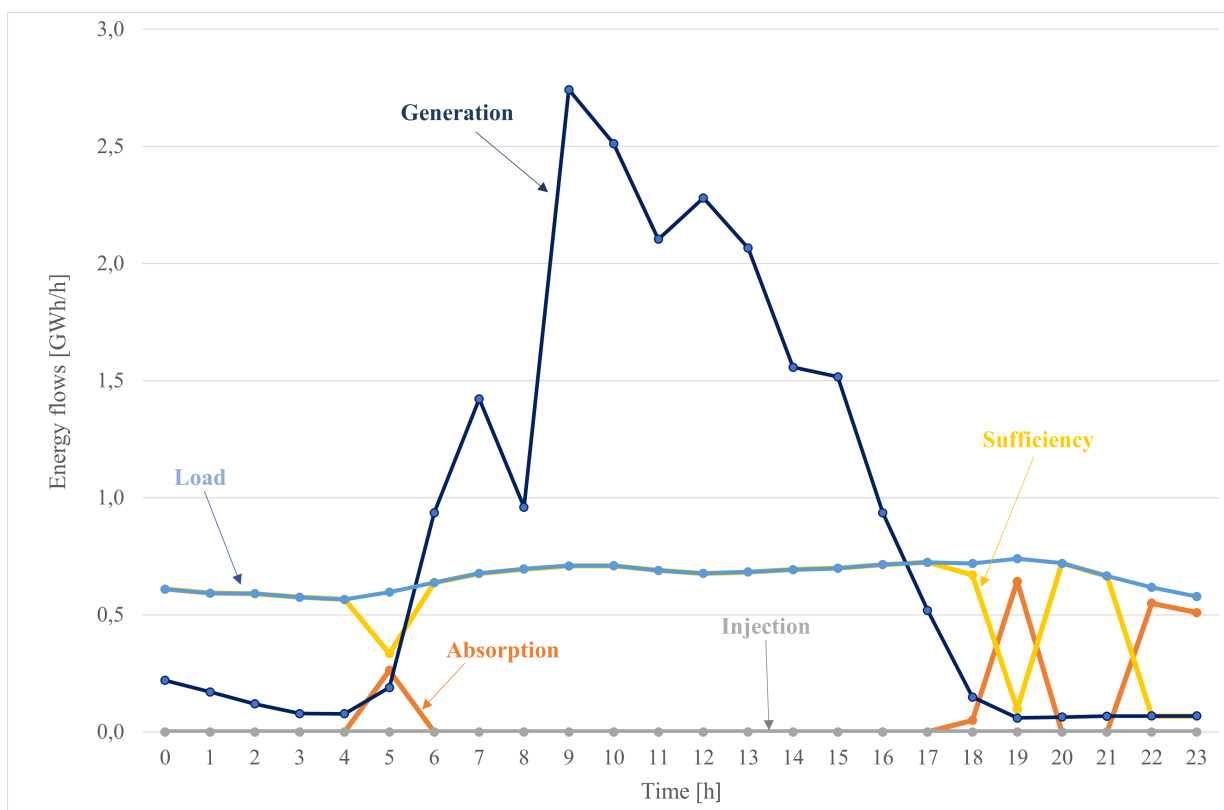


Figura 65: Liguria: massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici (2)

Il grafico in figura 67 rappresenta gli andamenti dei principali flussi energetici in [GWh/h] ottenuti per la massimizzazione dell'autosufficienza relativa all'impianto previsto nella regione **Puglia**.

Il grafico in figura 66, mostra i contributi della produzione da fonti rinnovabili degli impianti eolici e fotovoltaici relativi alla giornata tipica considerata (25 Giugno).

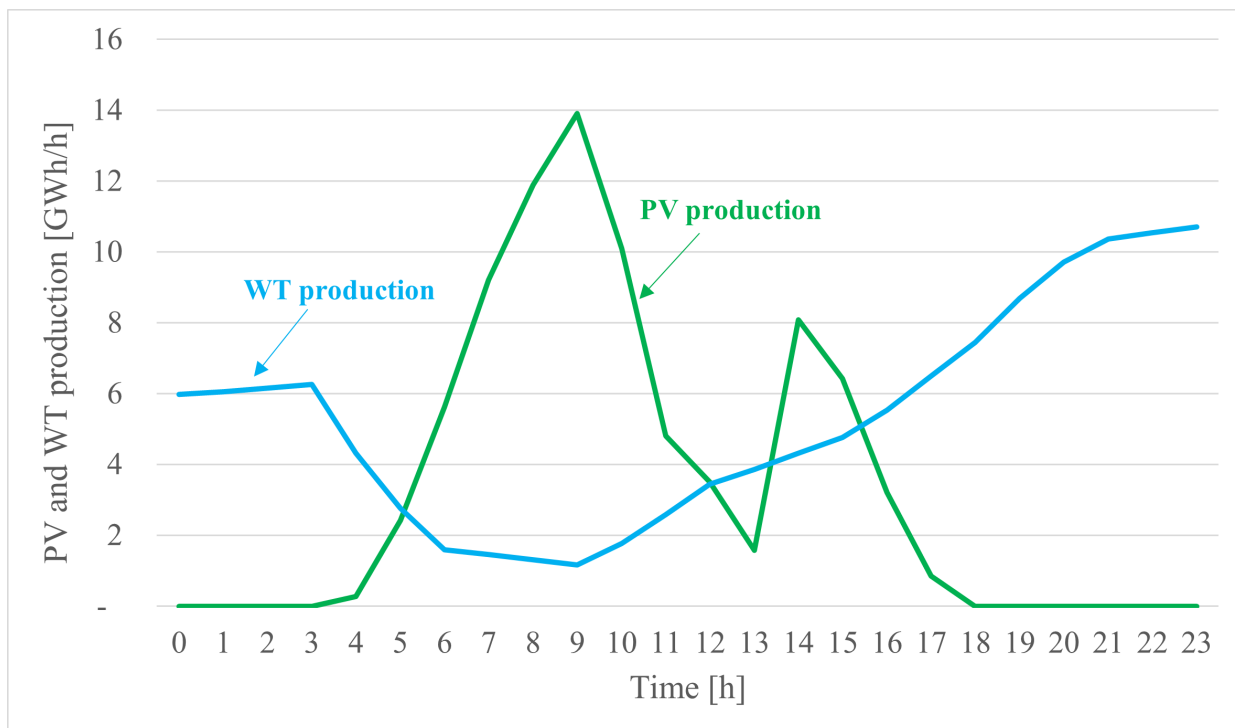


Figura 66: Puglia: profili di generazione fotovoltaica ed eolica giornalieri

Il profilo di generazione rinnovabile complessivo, ottenuto dagli andamenti orari del livello di irradianza solare importati da PVGIS, riesce a soddisfare ampiamente il consumo regionale previsto durante l'intera giornata considerata; ciò che emerge è che gli impianti installabili in Puglia producono un notevole surplus energetico rispetto alla richiesta del carico che però non viene immagazzinato nella batteria.

Il processo di ottimizzazione dell'autosufficienza, infatti, deve rispettare i vincoli economici imposti e non prevede l'utilizzo del sistema di accumulo durante la giornata analizzata in quanto la generazione rinnovabile risulta più che sufficiente per il soddisfacimento del carico. I profili di carica e scarica della batteria, perciò, rimangono nulli.

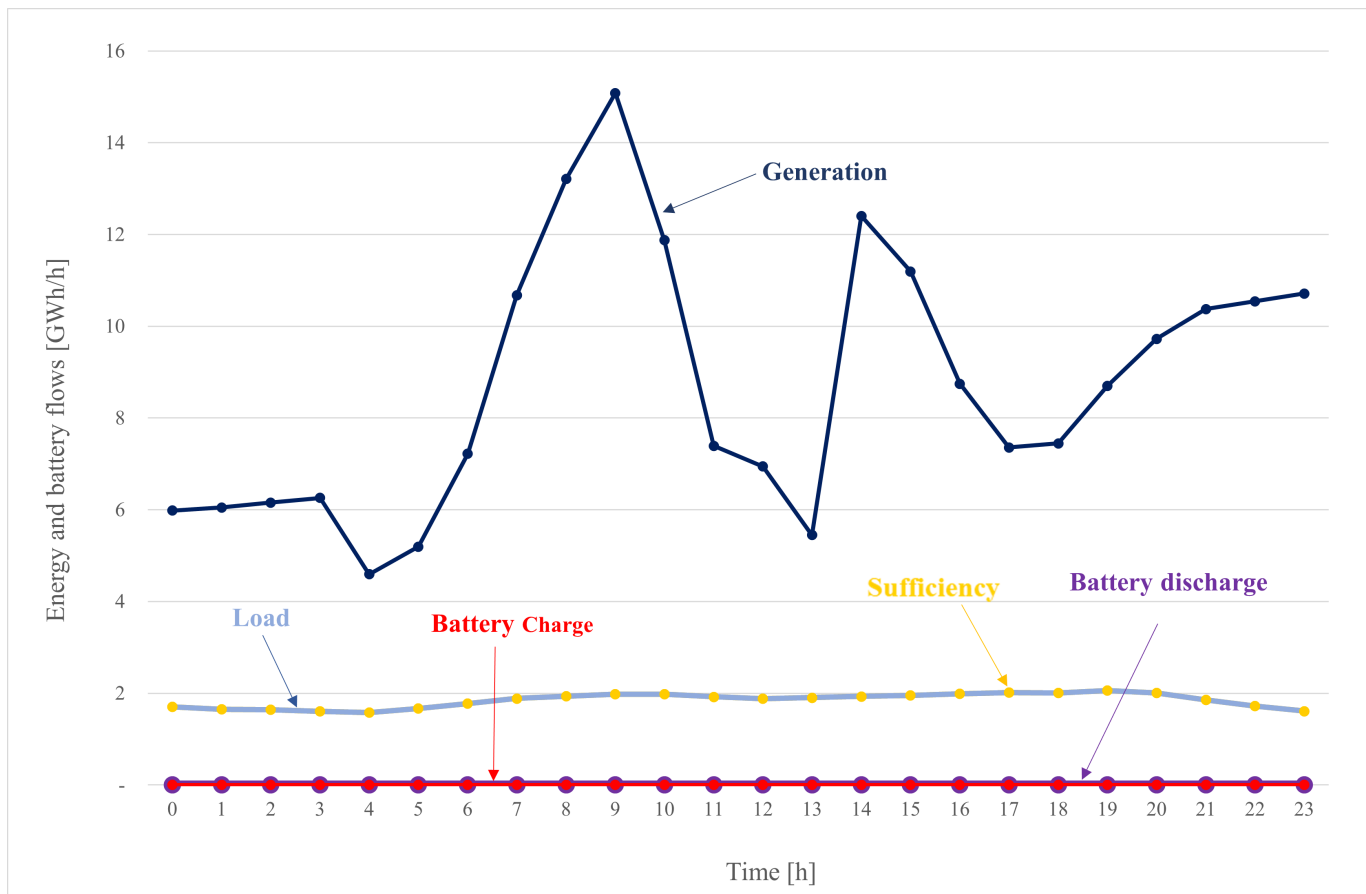


Figura 67: Puglia: massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici (1)

Il grafico in figura 68 presenta anche i profili giornalieri degli scambi energetici con la rete, quindi iniezione e assorbimento.

Coerentemente con le considerazioni fatte fino ad ora, la quantità di energia elettrica assorbita dalla rete risulta nulla durante tutto il giorno considerato grazie all'elevata produzione da fonti rinnovabili; l'impianto previsto nella regione Puglia non necessita quindi di acquistare energia elettrica dalla rete ed il profilo dell'autosufficienza lo dimostra. L'autosufficienza, infatti, definita come la differenza tra il carico elettrico e l'assorbimento dalla rete (GWh/h), presenta un profilo giornaliero che coincide con quello del carico e l'impianto risulta essere complessivamente più che autosufficiente.

Discorso diverso invece per quanto riguarda la quantità di energia iniettata in rete; la composizione fotovoltaica ed eolica della produzione rinnovabile è talmente consistente che, soddisfatta a pieno la richiesta del carico, l'impianto inietta in rete il surplus energetico rimanente con un picco di iniezione intorno alle ore 9:00 di circa 11,5 GW.

Tale surplus energetico risulta eccessivo in quanto creerebbe un esubero di produzione che andrebbe trasferito verso l'estero per evitare la congestione delle linee di trasmissione nazionali.

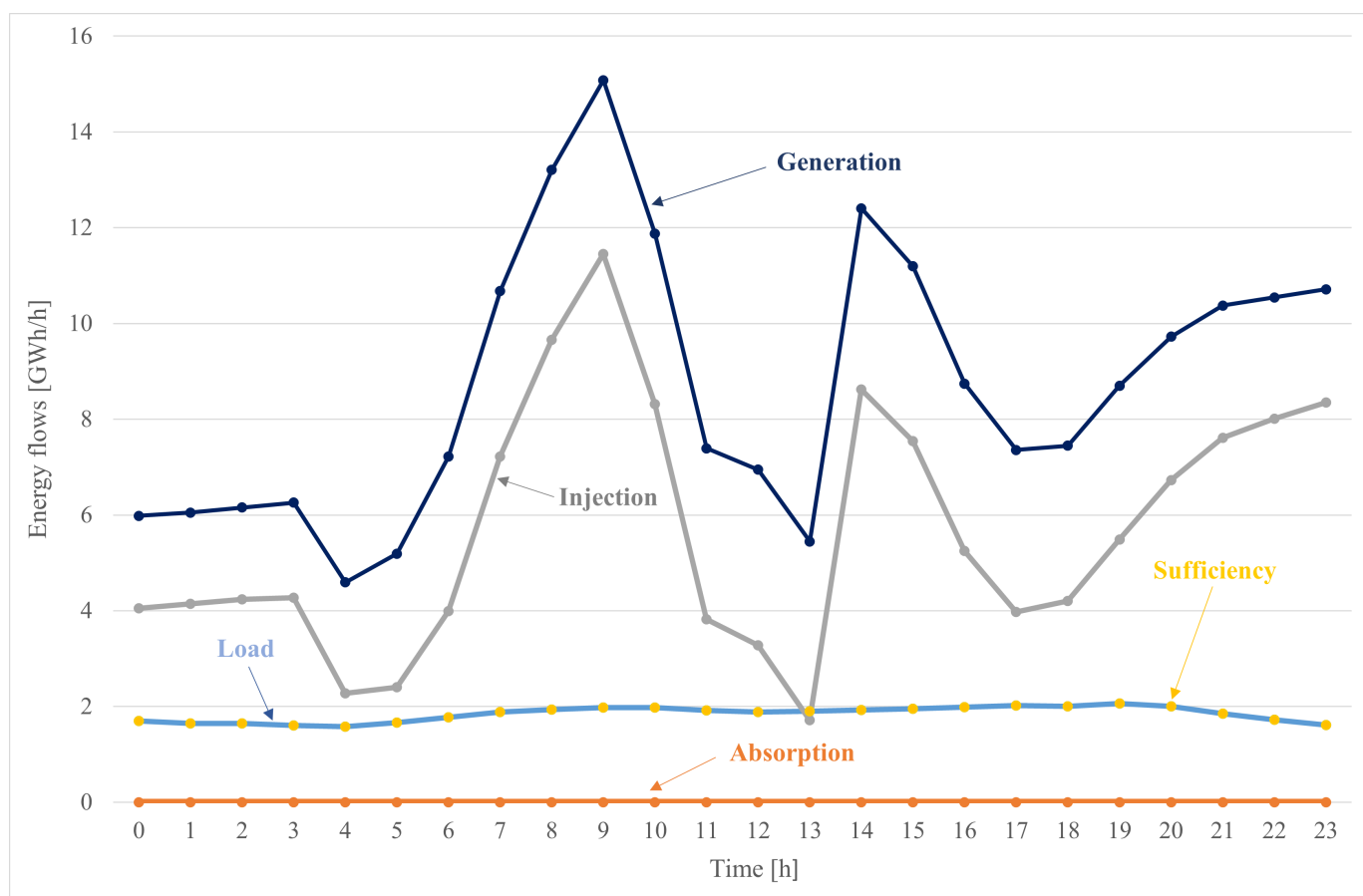


Figura 68: Puglia: massimizzazione dell'autosufficienza, profili energetici (2)

Sulla base delle considerazioni fatte fino ad ora, è chiaro che esiste una differenza sostanziale tra i due impianti previsti nelle due regioni Liguria e Puglia.

Il processo di ottimizzazione delle taglie eseguito dal software MATLAB prevede l'installazione di due impianti diversi in termini di dimensionamento dei generatori fotovoltaici ed eolici e della batteria. L'impianto di generazione rinnovabile ottimale pugliese risulta essere più di 7 volte più grande rispetto a quello previsto in Liguria con un sistema di accumulo elettrochimico caratterizzato da una capacità circa 5 volte più elevata.

Si tratta, infatti, di due regioni molto diverse sia in termini di dimensioni (Puglia: 19.541 km^2 e Liguria: 5416 km^2) sia in termini di caratteristiche morfologiche, popolazione residente, risorse e fabbisogni energetici.

L'impianto previsto in Puglia, infatti, risulta essere più che autosufficiente grazie alla consistente generazione fotovoltaica ed eolica e all'elevata capacità del sistema di accumulo installato; nonostante la significativa quantità di energia iniettata in rete, inoltre, questo caso studio dimostra che è possibile massimizzare l'autosufficienza dell'impianto ottenendo allo stesso tempo buoni risultati in termini economici. A fronte dell'investimento iniziale, infatti, il ritorno economico a fine vita dell'impianto (25 anni) è positivo e l'IRR rispetta i vincoli imposti.

Gli impianti di generazione rinnovabile pianificati per la regione Liguria, invece, presentano un'autosufficienza percentuale rispetto al carico in termini annuali del 68%; in questo caso, infatti, come dimostrato dall'analisi dei flussi energetici di una giornata tipica estiva, gli impianti hanno bisogno di assorbire una certa quantità di energia dalla rete durante le ore in cui la generazione fotovoltaica diminuisce e la batteria si è già scaricata.

Questo aspetto è anche una conseguenza della bassa produzione eolica la quale potrebbe garantire la copertura del carico nelle ore serali. Il raggiungimento della totale indipendenza dalla rete, dunque, con il pieno soddisfacimento del carico mediante energia autoprodotta, non risulta economicamente sostenibile a causa del prezzo attuale dei sistemi di accumulo elettrochimico; il carico deve essere quindi alimentato dalla rete nei periodi in cui la generazione rinnovabile non è sufficiente.

Anche in questo caso studio, però, i risultati economici sono positivi e rispettano i limiti imposti.

6.2.3 Massimizzazione del ritorno economico

La seconda funzione obiettivo del processo di ottimizzazione eseguito dal software è la massimizzazione del ritorno economico, dunque l'obiettivo è quello di ottenere il valore più elevato possibile del NPV (*Net Present Value*) riferito all'ultimo anno di vita utile dell'impianto considerato.

Il punto focale di questo tipo di simulazioni è il livello di autosufficienza energetica raggiunto tramite generazione rinnovabile; risulta necessario infatti sfruttare l'energia prodotta in loco per soddisfare la richiesta del carico in quanto l'immissione di energia in rete non è conveniente in termini di prezzi di vendita dell'energia rispetto ai prezzi di acquisto e l'installazione dei sistemi di accumulo allo stato attuale è costosa.

Dalle simulazioni svolte si ottengono risultati da cui emerge che il massimo ritorno economico sull'investimento si ottiene installando impianti di generazione sottodimensionati rispetto al carico ed i vincoli economici imposti sono:

- NPV a fine vita utile dell'impianto > 0 ;
- $IRR \geq 6\%$;

Ricordando che considerando t scadenze temporali ed i relativi *cash flows* CF_t :

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} = 0 \quad (52)$$

Dalle simulazioni eseguite a livello regionale per la massimizzazione del ritorno economico si ottengono buoni risultati relativi ai valori di NPV a fine vita utile degli impianti (in questo caso 25 anni).

Il valore più alto si ottiene in Lombardia con un NPV= 61.788 Milioni di € e IRR= 12%; seguono il Veneto (NPV=33.555 Milioni di €), l'Emilia Romagna (NPV= 29.991 Milioni di €) ed il Piemonte (NPV= 24.681 Milioni di €).

Nel Centro Italia emerge la regione Lazio con un NPV= 24.463 Milioni di € e al Sud la Sicilia con NPV= 23.551 Milioni di € seguita da Campania, Calabria e Puglia.

Anche in questo caso sono state selezionate le regioni Liguria e Puglia di cui vengono presentati ed analizzati i principali risultati energetici ed economici.

I grafici seguenti mostrano i principali flussi energetici relativi agli impianti installati nelle regioni Liguria e Puglia in una giornata tipica estiva (25 Giugno). Tali risultati sono stati ottenuti massimizzando il ritorno economico sull'investimento dei siti di installazione per cui il processo di ottimizzazione definisce le seguenti taglie dei generatori fotovoltaici, eolici e del sistema di accumulo:

	FV [GW]	WT [kW]	BESS [kWh]
Liguria	2,82	7.800	94.403
Puglia	7,02	313.800	0

Tabella 8: Taglie impianti previsti

Il grafico in figura 69 rappresenta i principali flussi energetici degli impianti previsti per la **Liguria** in [GWh/h] relativi alla stessa giornata tipica estiva analizzata nel caso della massimizzazione dell'autosufficienza.

Il profilo del consumo regionale viene soddisfatto dalla generazione rinnovabile nelle ore di piena luce ($\approx$ h 8-16) e al mattino dalle ore 6:30 alle 7:30 circa.

Il dimensionamento ottimale dell'impianto prevede una taglia inferiore rispetto a quella ottenuta nel caso precedente; l'impianto di generazione risulta infatti decisamente sottodimensionato rispetto al consumo annuo (54%).

Ciò che emerge dal grafico, inoltre, è che la generazione rinnovabile produce un significativo surplus energetico rispetto alla richiesta del carico di cui una piccola parte, coerentemente con l'obiettivo economico dell'ottimizzazione, viene stoccata nel sistema di accumulo che si carica tra le 8:00 e le 10:00 e si scarica, poi, tra le 12:00 e le 14:00.

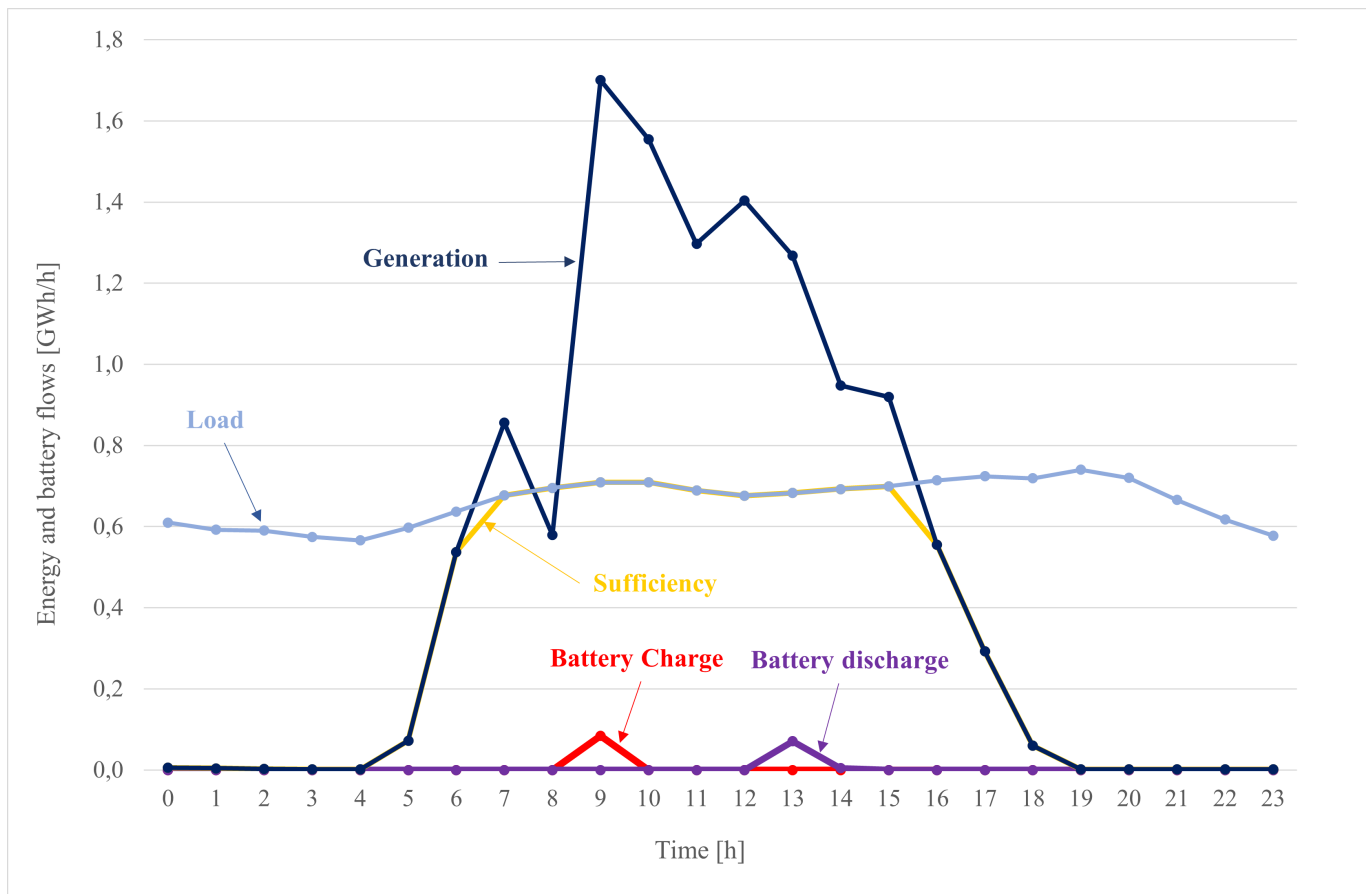


Figura 69: Liguria: massimizzazione del NPV, profili energetici (1)

Sulla base di quanto detto, come si vede nel grafico in figura 70, l'iniezione di energia in rete rimane nulla durante gran parte della giornata tranne che nelle ore di massima produzione rinnovabile ($\approx$ h 8-13) e la maggior parte dell'energia prodotta viene consumata localmente; in termini annuali il valore dell'energia immessa in rete rispetto al carico è del 20%, ottimo valore per ottenere buoni risultati economici e limitare la vendita sconsigliata di energia elettrica alla rete. Il carico giornaliero risulta superiore alla produzione rinnovabile durante le ore serali e notturne, durante le quali la generazione fotovoltaica si riduce drasticamente e l'impianto eolico non è sufficiente al soddisfacimento del carico; durante queste ore della giornata, dunque, gli impianti hanno bisogno di assorbire energia elettrica dalla rete ed il valore annuale di assorbimento percentuale dalla rete è del 67%.

Ai fini della massimizzazione del ritorno economico sull'investimento, perciò, risulta più conveniente acquistare energia elettrica dalla rete rispetto all'installazione di una capacità del sistema di accumulo maggiore.

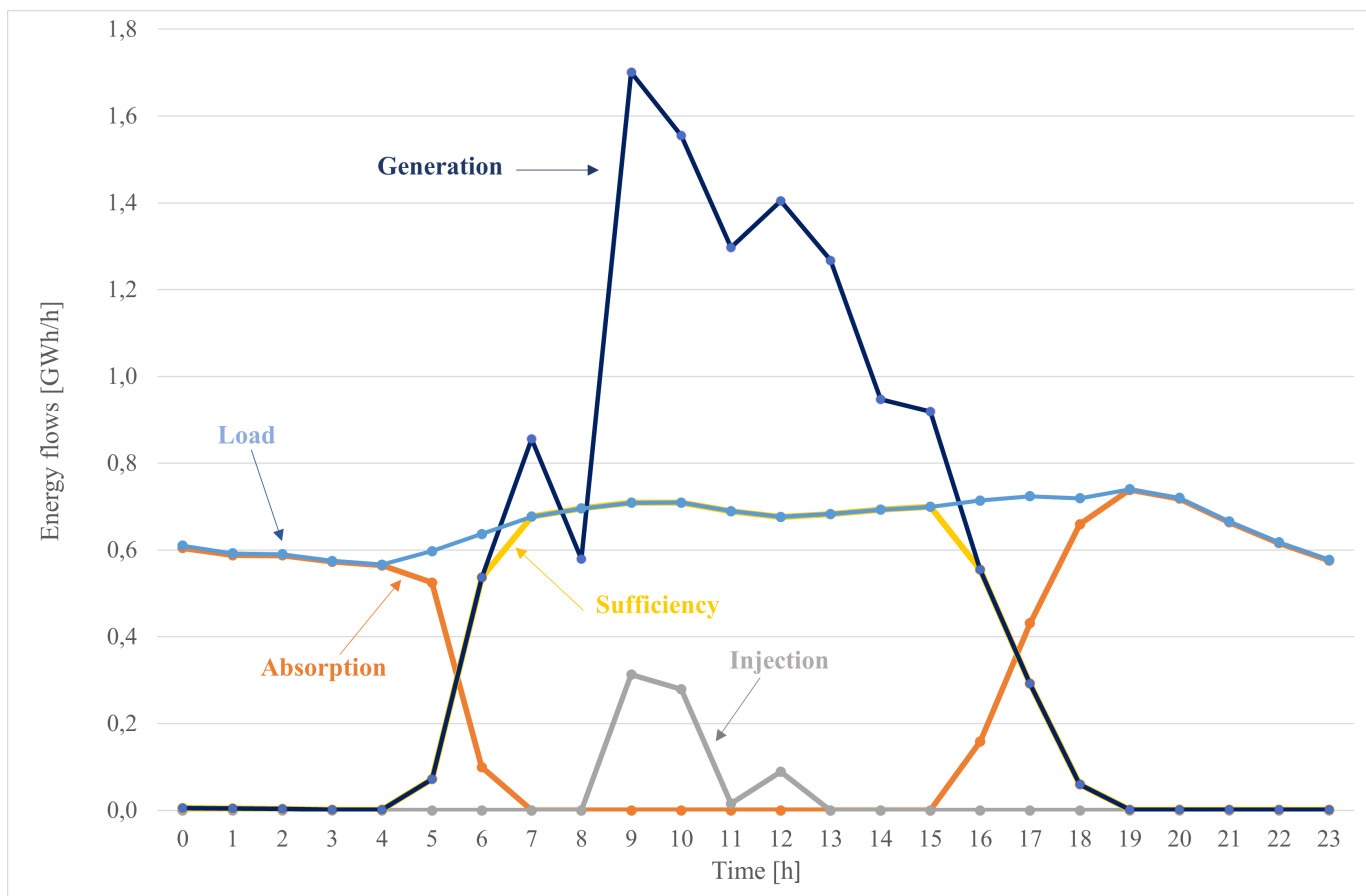


Figura 70: Liguria: massimizzazione del NPV, profili energetici (2)

Il grafico in figura 71 rappresenta gli andamenti giornalieri dei principali flussi energetici in [GWh/h] ottenuti per la massimizzazione del ritorno economico sull'investimento relativa all'impianto previsto in **Puglia**.

Il dimensionamento ottimale dell'impianto per la massimizzazione del NPV prevede un generatore fotovoltaico da 7,02 GW ed un generatore eolico da 0,31 GW; la produzione eolica durante la giornata considerata è tendenzialmente dell'ordine di qualche MW e risulta maggiore durante le ore notturne con picco di generazione alle ore 0:00 ($\approx 5,5$ MW).

Il profilo di generazione complessivo, dunque, riesce a soddisfare pienamente il carico durante le ore di piena luce della giornata ($\approx$ h 6-11 e h 14-16) e presenta una brusca riduzione tra le ore 11:00 e 14:00 circa e durante le ore serali e notturne fino al primo mattino.

In questo caso gli andamenti di carica e scarica della batteria rimangono nulli durante tutta la giornata; il processo di ottimizzazione delle taglie non prevede quindi l'utilizzo di un sistema di accumulo elettrochimico.

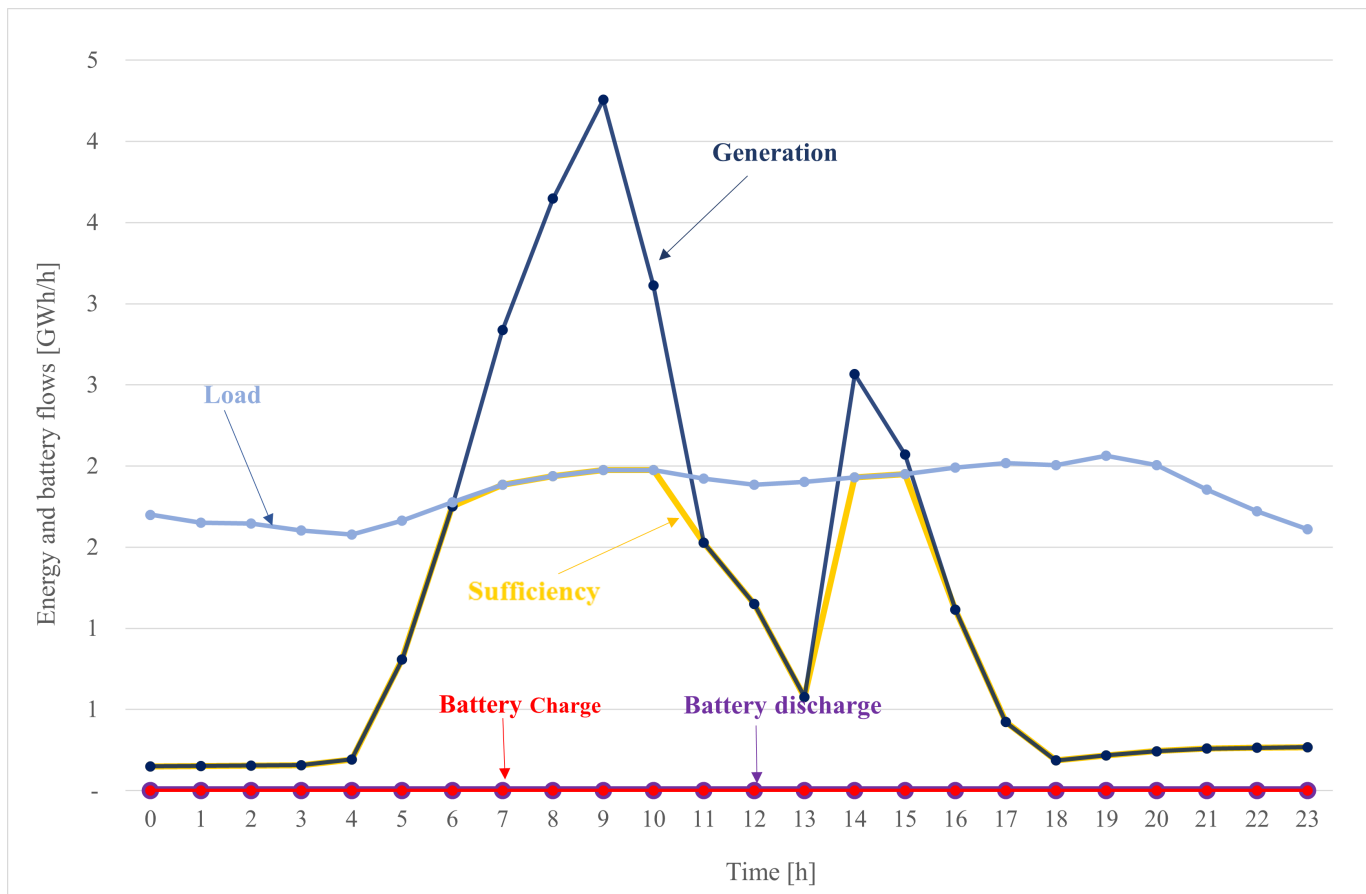


Figura 71: Puglia: massimizzazione del NPV, profili energetici (1)

La generazione rinnovabile, principalmente fotovoltaica, durante le ore di piena luce della giornata oltre a soddisfare pienamente il carico produce un significativo surplus energetico con picco di produzione intorno alle ore 9:00.

Come mostrato nel grafico in figura 72, ai fini della massimizzazione del ritorno economico sull'investimento, non essendo previsto l'utilizzo di un sistema di accumulo, il surplus energetico di generazione fotovoltaica viene immesso in rete; risulta quindi più conveniente in questo caso vendere energia alla rete elettrica piuttosto che stoccarla nel sistema di accumulo.

L'energia immessa in rete rispetto al carico annuo corrisponde al 21%, buon risultato per limitare gli scambi energetici con la rete e rispettare l'obiettivo economico delle simulazioni.

Il profilo di generazione rinnovabile, inoltre, non riesce a soddisfare il carico durante tutta la giornata, perciò risulta necessario anche assorbire una certa quantità di energia elettrica dalla rete, in particolare durante le ore serali e notturne ed in corrispondenza delle brusche riduzioni di produzione; la quantità di energia acquistata dalla rete in percentuale rispetto al carico annuo è del 60%.

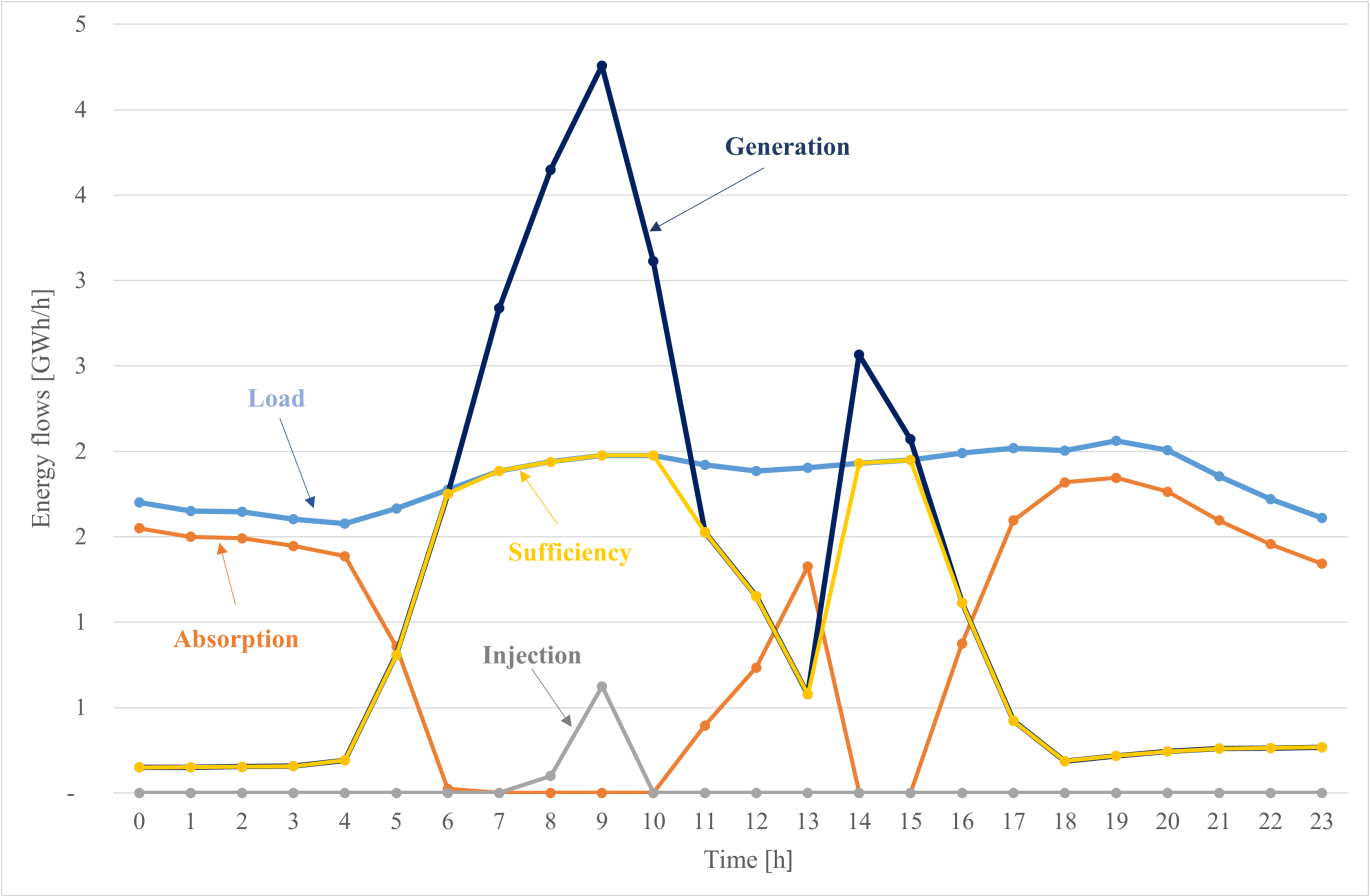


Figura 72: Puglia: massimizzazione del NPV, profili energetici (2)

Sulla base delle considerazioni fatte, i risultati economici ed energetici ottenuti sono positivi:

	NPV [M€]	IRR [%]	Injection/Load [%]	RES production/load [%]
Liguria	5.390	16	20	54
Puglia	20.296	21	21	62

Tabella 9: Risultati dell’ottimizzazione del NPV

Per entrambi i siti di installazione analizzati, il ritorno economico sull’investimento riferito all’ultimo anno di vita utile degli impianti (in questo caso il venticinquesimo anno) è positivo, l’IRR rispetta il vincolo imposto del 6% e la percentuale di energia immessa in rete rispetto al carico annuo è inferiore al 50%.

Emerge, dunque, che per la massimizzazione del ritorno economico sull’investimento è previsto il sottodimensionamento degli impianti rispetto al carico annuo e allo stesso tempo l’iniezione in rete deve essere limitata poiché sconveniente e l’installazione di un sistema di accumulo deve essere valutata attentamente a causa dell’attuale costo elevato.

7 Conclusioni

Il presente lavoro di tesi mira alla pianificazione della generazione fotovoltaica ed eolica integrata a sistemi di accumulo elettrochimico tenendo conto dei vincoli economici.

Il software MATLAB esegue il dimensionamento ottimale dei generatori fotovoltaici ed eolici e della batteria seguendo due diverse funzioni obiettivo: la massimizzazione dell'autosufficienza degli impianti e la massimizzazione del ritorno economico sugli investimenti.

L'obiettivo è infatti quello di rendere i sistemi quanto più indipendenti dalla rete elettrica in termini di assorbimento e immissione di energia.

Le simulazioni di tali sistemi di generazione e accumulo si basano sulla valutazione del fabbisogno energetico e della disponibilità delle risorse relative alle località di installazione considerate. A tale scopo, l'acquisizione dei dati meteo per la definizione dei profili orari di generazione viene effettuata dal sito PVGIS ed i profili di consumo nazionale in Italia fanno invece riferimento ai dati riportati dall'ENTSO-E relativi all'anno preso in considerazione (2017) e la richiesta dei carichi regionali è stata ottenuta sulla base dei rapporti statistici pubblicati dal GSE e da Terna.

Coerentemente con i livelli di irradianza solare acquisiti, la generazione fotovoltaica risulta significativa durante le ore di luce e può soddisfare la richiesta del carico; per limitare l'assorbimento di energia dalla rete durante le ore serali vengono installate, dove possibile, turbine eoliche che contribuiscono alla produzione.

Lo stoccaggio a questo punto deve gestire l'eventuale surplus di generazione in modo da limitare le iniezioni di energia elettrica in rete e sfruttare al meglio il profilo di generazione rispetto al consumo.

In questo modo i consumatori diventano utenze attive in grado di produrre una parte della propria domanda elettrica e contribuire, così, al processo di transizione energetica.

Tramite l'acquisizione dei dati meteo relativi alle località di installazione analizzate, il software stima le producibilità annuali della generazione fotovoltaica ed eolica per definire il miglior mix energetico installabile per ogni caso studio.

Caso studio: Lombardia

La Lombardia è la regione più popolosa e produttiva a livello industriale e commerciale d'Italia e, sulla base dei dati statistici riportati nel rapporto del GSE,

anche quella con la più alta concentrazione di potenza installata di impianti FER per la produzione elettrica.

Alla fine del 2017, la Lombardia risulta essere la regione con il maggior numero di impianti fotovoltaici installati e la seconda, dopo la Puglia, in termini di maggiore potenza FV installata (11,3% della potenza installata nazionale).

La potenza installata relativa agli impianti eolici in Lombardia, invece, risulta trascurabile rispetto a quella nazionale.

Il processo di ottimizzazione prevede, infatti, una potenza degli impianti eolici nulla in tutte le 20 località selezionate nel territorio della Lombardia sia per la massimizzazione dell'autosufficienza che del ritorno economico sugli investimenti.

In termini di producibilità annuale, inoltre, la regione Lombardia presenta complessivamente 361 GWh/GW/anno e 1.287 GWh/GW/anno rispettivamente per la fonte eolica e fotovoltaica.

La massima autosufficienza percentuale rispetto al carico annuale è pari al 70% e si ottiene a Cantù in provincia di Como per cui il processo di ottimizzazione prevede un impianto fotovoltaico da 0,58 GW e una capacità del sistema di accumulo di 0,65 GWh; il valore minimo di autosufficienza si ottiene invece a Palazzago in provincia di Bergamo ed è pari al 44% con un impianto FV da 13,06 GW e capacità del sistema di accumulo da 1 GWh.

Sulla base delle considerazioni fatte fino ad ora, la Lombardia risulta essere la regione che ha bisogno di assorbire dalla rete la più alta quantità di energia elettrica a livello nazionale per riuscire a soddisfare l'elevato consumo regionale. Palazzago (BG) è il comune che acquista più energia dalla rete elettrica, ovvero il 56% rispetto al carico annuale.

Sulla base del rapporto statistico del GSE aggiornato al 2017, in Lombardia il 56,2% della produzione da fonti rinnovabili proviene dalla fonte idrica; in previsione futura, perciò, con la riduzione del costo di installazione dei sistemi di accumulo e del pompaggio idroelettrico, sarà possibile installare impianti di generazione rinnovabile di dimensioni maggiori raggiungendo livelli di autosufficienza migliori e contribuendo al processo di decarbonizzazione del settore elettrico.

Dai risultati energetici ed economici ottenuti dalle simulazioni relative alla regione Lombardia emerge che in termini di producibilità degli impianti fotovoltaici ed eolici non è necessaria l'analisi a parametri distribuiti; le 20 località di installazione selezionate nel territorio regionale lombardo, infatti, presentano risultati simili e confrontabili sulla base dei dati orari acquisiti da PVGIS.

Per questo motivo si procede con un'analisi a parametri concentrati relativa alle 20 regioni italiane.

Sono stati selezionati, dunque, 20 siti di installazione, uno per ogni regione italiana; tali località sono rappresentative di ogni regione, lontano dalle coste, dalle catene montuose e dalle grandi città.

Una volta ottenuti tutti i risultati energetici ed economici per ogni regione italiana, vengono mostrati i profili energetici di una tipica giornata estiva relativi alle regioni Liguria e Puglia concentrando tutta la produzione rinnovabile nazionale in una e poi l'altra regione.

In questo modo è possibile valutare la pianificazione RES nazionale evidenziando le differenze tra gli impianti previsti per il Nord e per il Sud Italia; la Liguria, infatti, grazie alle sue caratteristiche morfologiche e alle risorse disponibili, presenta, dopo il Piemonte, la più alta producibilità eolica tra le regioni del Nord Italia ed una buona producibilità fotovoltaica e rappresenta, perciò, il miglior mix energetico da simulare tra le regioni settentrionali.

La località di installazione scelta per la regione Liguria è Savona in quanto città non particolarmente grande, con media popolazione e buoni profili di velocità del vento annuali.

La regione Puglia, invece, presenta ottimi valori in termini di producibilità fotovoltaica ed eolica ma non i più elevati tra le regioni del Sud tra cui spiccano le Isole, in particolare la Sicilia. Il sito di installazione selezionato per la regione Puglia è Gioia del Colle (BA), località rappresentativa della regione in termini di livelli di irradianza solare, temperatura e profili della velocità del vento che risultano intermedi nel territorio pugliese.

Di seguito vengono mostrati nelle figure 73 e 74 i profili di produzione fotovoltaica ed eolica mensili relativi alle regioni Liguria e Puglia.

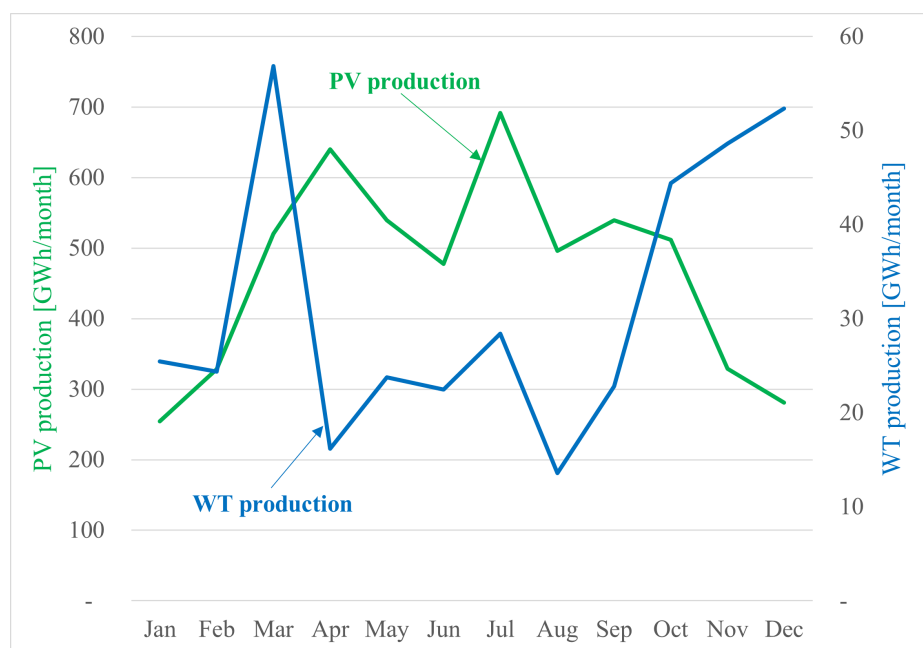


Figura 73: Profili PV e WT mensili Liguria

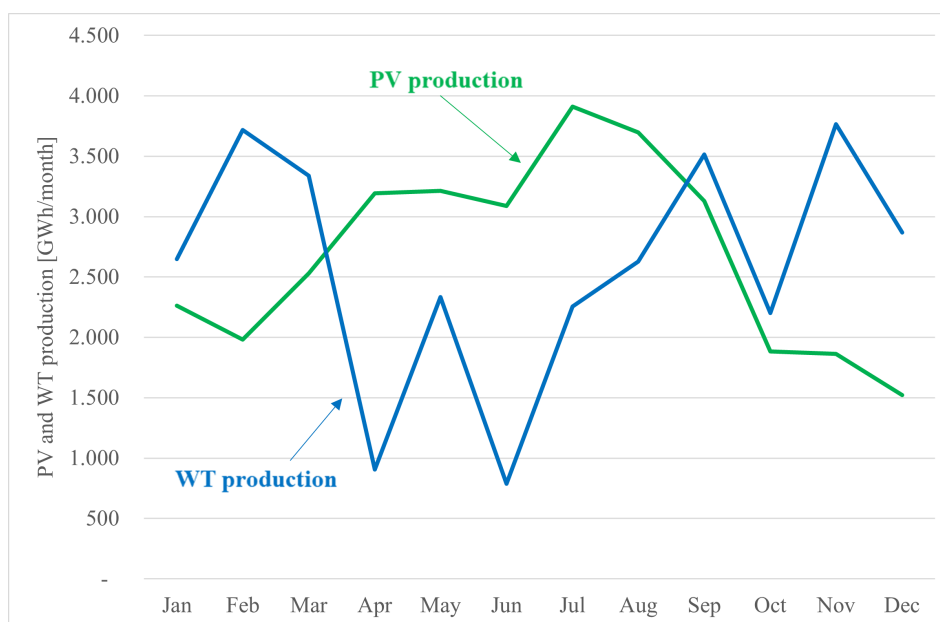


Figura 74: Profili PV e WT mensili Puglia

Caso studio: regioni italiane

Per quanto riguarda la fonte eolica, la producibilità annuale è più alta nelle regioni del Sud e nelle Isole; in particolare il valore più elevato in [GWh/GW/anno] si ottiene in Calabria (3.909 GWh/GW/anno), seguita dalla Sardegna (3.327 GWh/GW/anno), Campania (3.112 GWh/GW/anno), Puglia e Basilicata (2.862 GWh/GW/anno) e Sicilia (2.686 GWh/GW/anno).

Dai risultati energetici ottenuti, risulta chiaro che nelle altre regioni d'Italia, del Nord e del Centro, la disponibilità della fonte eolica non è paragonabile rispetto a quella presente nel Sud Italia. La più bassa producibilità eolica annuale è pari, infatti, a 215 GWh/GW/anno e si rileva in Trentino Alto Adige.

Considerando invece la generazione fotovoltaica, i valori di producibilità annuale ottenuti per le 20 regioni italiane sono piuttosto confrontabili tra loro; la massima producibilità FV annuale si rileva in Sicilia (1.523 GWh/GW/anno) e la minima, invece, in Liguria (1.228 GWh/GW/anno).

Sulla base di queste considerazioni, il processo di ottimizzazione calcola le taglie dei generatori fotovoltaici ed eolici; in generale al Nord si prevedono impianti eolici relativamente piccoli o del tutto assenti, come in Lombardia, Trentino Alto Adige, Valle d'Aosta e Friuli Venezia Giulia.

Il massimo valore installabile di fotovoltaico si ottiene, invece, in Lombardia sia per la massimizzazione dell'autosufficienza (95,96 GW) che del ritorno economico sull'investimento (49,85 GW).

Inoltre, i valori più alti di autosufficienza percentuale rispetto al carico annuale si ottengono per le regioni del Sud Italia; la regione Puglia risulta più che autosufficiente grazie all'elevata produzione da fonti rinnovabili, in particolare da

fotovoltaico, e all'utilizzo di una significativa capacità del sistema di accumulo. L'impianto previsto per la regione Puglia, perciò, non ha bisogno di acquistare energia elettrica dalla rete e ne immette il 284% rispetto al carico annuale.

La Liguria presenta invece un'autosufficienza percentuale rispetto al carico annuale del 68% e in un anno assorbe dalla rete il 32% dell'energia richiesta e ne inietta il 20 %.

In generale si ottengono buoni livelli di autosufficienza grazie all'installazione di ingenti capacità dei sistemi di accumulo in grado di gestire i surplus energetici di generazione e limitare la quantità di energia assorbita e immessa in rete.

Il software MATLAB calcola, inoltre, gli ingombri degli impianti fotovoltaici ed eolici previsti per ogni località di installazione considerata.

Per il fotovoltaico si assume un'efficienza nominale del 20% per cui per ridurre le mutue ombre tra le file di moduli sono necessari $10 \text{ m}^2/\text{kW}$ per i generatori fissi e $15 \text{ m}^2/\text{kW}$ per i generatori ad inseguimento solare. Per le turbine eoliche, invece, per ridurre le mutue interferenze, si devono adottare due fattori di distanziamento, uno pari a 3-5 volte il diametro del rotore per la direzione ortogonale a quella principale del vento e l'altro pari a 7-10 volte il diametro del rotore per la direzione prevalente del vento; si tratta all'incirca di una turbina eolica da 1 MW ogni 6 ettari.

Dai risultati ottenuti emerge che nel territorio nazionale la regione più stressata in termini di superficie occupata dagli impianti fotovoltaici è la Lombardia con il 4,02% rispetto alla superficie regionale. Seguono Veneto (1,94%), Campania (1,51%), Lazio (1,40%), Friuli Venezia Giulia (1,22%) e Piemonte (1,20%).

Le altre regioni d'Italia possono considerarsi non stressate dagli ingombri degli impianti fotovoltaici in quanto presentano percentuali di occupazione rispetto alle superfici regionali inferiori all'1%.

Per quanto riguarda invece la generazione eolica, la superficie necessaria all'installazione delle turbine è naturalmente molto più elevata rispetto al FV; il valore percentuale più alto di occupazione territoriale dei parchi eolici rispetto alla superficie regionale si ottiene in Calabria con il 41,53%; seguono Puglia (26,71%), Campania (25,61%), Sicilia (13,49%), Toscana (11,44%) e Sardegna (10,47%).

Emerge quindi che dovrà essere inserito un vincolo nel software per limitare la superficie occupabile dagli impianti rinnovabili in modo da ridurre l'inquinamento paesaggistico e gli ingombri.

Dai risultati energetici ottenuti, inoltre, emerge che tutte le regioni d'Italia iniettano una certa quantità di energia in rete rispetto al carico annuale; per questo

motivo è necessario imporre un vincolo sull'immissione in rete in modo da limitare gli esuberi energetici che andrebbero trasferiti all'estero per evitare la congestione delle linee di trasmissione nazionali.

8 Riferimenti

- [1] F. Spertino, «Conversione Fotovoltaica dell'Energia», Dip. Ingegneria Elettrica, Politecnico di Torino, Dispense 2016;
- [2] F. Spertino, «Generatori eolici per la connessione alla rete», Dip. Ingegneria Elettrica, Politecnico di Torino, Dispense 2016;
- [3] A. Runge-Metzger, «A European strategic long term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy»;
- [4] GSE, «An overview of the italian energy transition»;
- [5] G. Masson e J. I. Briano, «Review and analysis of PV self-consumption policies»;
- [6] GSE, «PV market, business and price developments in Italy»;
- [7] GSE, «Rapporto statistico FER 2017»;
- [8] GSE, «Rapporto statistico FER 2018»;
- [9] GSE, «Rapporto statistico FER 2019»;
- [10] Terna s.p.a, Terna Group, «Statistiche regionali 2017»;
- [11] Terna, «Annuario statistico consumi Italia 1996-1997»;
- [12] Terna, «Annuario statistico consumi Italia 1997-1998»;
- [13] Terna, «Annuario statistico consumi Italia 1998-1999»;
- [14] Terna, «Annuario statistico consumi Italia 1999-2000»;
- [15] Terna, «Annuario statistico consumi Italia 2000-2001»;
- [16] Terna, «Annuario statistico consumi Italia 2001-2002»;
- [17] Terna, «Annuario statistico consumi Italia 2002-2003»;

- [18] Terna, «Annuario statistico consumi Italia 2002-2003»;
- [19] Terna, «Annuario statistico consumi Italia 2003-2004»;
- [20] Terna, «Annuario statistico consumi Italia 2004-2005»;
- [21] Terna, «Annuario statistico consumi Italia 2005-2006»;
- [22] Terna, «Annuario statistico consumi Italia 2006-2007»;
- [23] Terna, «Annuario statistico consumi Italia 2007-2008»;
- [24] Terna, «Annuario statistico consumi Italia 2008-2009»;
- [25] Terna, «Annuario statistico consumi Italia 2009-2010»;
- [26] Terna, «Annuario statistico consumi Italia 2010-2011»;
- [27] Terna, «Annuario statistico consumi Italia 2011-2012»;
- [28] Terna, «Annuario statistico consumi Italia 2012-2013»;
- [29] Terna, «Annuario statistico consumi Italia 2013-2014»;
- [30] Terna, «Annuario statistico consumi Italia 2014-2015»;
- [31] Terna, «Annuario statistico consumi Italia 2015-2016»;
- [32] Terna, «Annuario statistico consumi Italia 2016-2017»;
- [33] F. Giordano, A. Ciocia, P. Di Leo e F. Spertino, «Self-Consumption Improvement for a Nanogrid with Photovoltaic and Vehicle-to-Home Technologies,» IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering, pp. 1-6, 2018.;
- [34] S. Alpana e D. Mala, «Load Shifting Technique for Reduction of Peak Generation Capacity Requirement in Smart Grid,» in IEEE 1st International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems, 2016.;
- [35] O. Lavrova, F. Cheng, S. Abdollahy e H. Barsun H, «Analysis of battery

storage utilization for load shifting and peak smoothing on a distribution feeder in New Mexico,» IEEE, 2012.;

[36] E. Telaretti E e L. Dusonchet, «Battery storage systems for peak load shaving applications,part 2: Economic feasibility and sensitivity analysis,» IEEE, 2016.;

[37] A. Abete e F. Spertino, «Generatori e Impianti Fotovoltaici» CELID, 2001.;

[38] F. Spertino, Lezioni di «Sistemi per la produzione dell'energia elettrica» - Politecnico di Torino, A.A. 2011/2012.;

[39] A. Ciocia, Doctoral Dissertation - «Optimal Power Sharing between Photovoltaic Generators, Wind turbines, Storage and Grid to Feed Tertiary Sector Users»;

[40] L. Barra e L. Pirazzi,«Energia Eolica: aspetti tecnici, ambientali e socio-economici», 2000;

[41] T. Ackermann e L. Söder, «Wind energy technology and current status: a review» Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 4, 2000;

[42] PVGIS, «<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>»;

[43] «MATLAB»;

[44] Google, «<https://maps.google.it/>»;

[45] ENTSO-E, «<https://www.entsoe.eu/data/map/>»;

[46] F. Spertino e A. Ciocia, «Produzione energetica di sistemi fotovoltaici ed eolici con potenza nominale di 1 MW in sinergia»;

[47] J. Leadbetter e L. Swan, «Battery storage system for residential electricity peak demand shaving,» Energy and Buildings, vol. 55, 2012.;