

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale

Ingegneria per l'Ambiente e il Territorio



*Analisi di fattibilità di un impianto ibrido per
l'alimentazione di un fotobioreattore di grande taglia.*

A.A. 2018/2019

Relatore:

Prof. Vincenzo Andrea Riggio

Candidato:

Giulia Cantanna

Riassunto

I cambiamenti climatici in atto rendono necessario un intervento mirato di riduzione della concentrazione di anidride carbonica in atmosfera, il cui aumento, a partire dall'era industriale, ha causato l'innalzamento anomalo delle temperature globali (effetto serra).

Accanto alle strategie di riduzione dei consumi di combustibili fossili, sia incrementando lo sfruttamento di fonti alternative, che migliorando le efficienze dei processi di produzione, trasporto ed uso finale dell'energia, è necessario prevedere sistemi di cattura e sequestro ingegneristico dell'anidride carbonica emessa.

Questo studio si occupa del progetto in corso a Menzel Ledjmet Est, in Algeria, per conto di ENI, di un fotobioreattore a grande taglia per l'immagazzinamento biologico dell'anidride carbonica tramite l'accrescimento microalgale. Essendo lo scopo del progetto il sequestro della CO₂, l'alimentazione elettrica del reattore deve essere garantita tramite tecnologie carbon free, affinché il bilancio complessivo di CO₂, considerando l'intero sistema di generazione ed il fotobioreattore, sia negativo. In questo studio si è effettuata l'analisi di fattibilità di un impianto ibrido ad isola a fonte eolica e fotovoltaica, valutando la producibilità da fonte rinnovabile della zona e procedendo ad un dimensionamento di massima dei parchi eolici, fotovoltaici nonché dei sistemi di accumulo previsti.

Sommario

1. Introduzione: il cambiamento climatico	5
2. Sistemi di cattura e sequestro della CO ₂	12
Confinamento fisico e chimico.....	12
Confinamento biologico	13
3. Generazione ibrida rinnovabile.....	16
Impianti fotovoltaici	16
Impianti eolici.....	18
Sistemi di accumulo a breve termine: batterie agli ioni di litio.....	20
Sistemi di accumulo energetico a lungo termine ad idrogeno	21
4. Caso impianto MLE: analisi della producibilità di fonte eolica e fotovoltaica	24
Descrizione dell'impianto.....	24
Raccolta dei dati utili allo studio	24
Parco fotovoltaico.....	25
Parco eolico	27
Risultati dell'analisi di producibilità effettuata: Parco fotovoltaico.....	29
Risultati dell'analisi di producibilità effettuata: Parco eolico.	33
Analisi di complementarità delle fonti	35
5. Dimensionamento dell'impianto di generazione ibrido a isola	36
Valutazione dell'ampiezza del parco eolico, fotovoltaico e di accumulo	36
Risultati dimensionamento	38
Valutazione dello sfruttamento annuale dei sistemi di accumulo	43
Valutazione dello stato di carica di un sistema di accumulo stagionale.....	49
6. Conclusioni	53
Bibliografia.....	55

1. Introduzione: il cambiamento climatico

Il cambiamento climatico rappresenta una sfida per la società e per l'intero pianeta. Consapevoli di ciò, alla ventunesima conferenza delle parti (COP21) del Dicembre 2015, 195 nazioni adottarono l'Accordo di Parigi. Si tratta della prima risoluzione legalmente vincolante in tema di contrasto al cambiamento climatico. Lo scopo primario enunciato nell'accordo di Parigi è di mantenere l'aumento della temperatura media globale al di sotto dei 2 °C rispetto ai livelli preindustriali e di concentrare gli sforzi per mantenere tale aumento al di sotto di 1.5 °C. Al fine di raggiungere tale scopo i vari paesi acconsentono a tagliare le emissioni di gas ad effetto serra.

Con il termine cambiamento climatico si intende il riscaldamento globale e la variazione dei regimi di precipitazione con origine antropica. L'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), ente delle nazioni unite per lo studio del cambiamento climatico, ha valutato l'andamento della temperatura media globale e fornito sette diversi possibili scenari futuri. In base a tali scenari, entro la fine del secolo, la temperatura media globale potrebbe raggiungere incrementi tra 1.8 e 7.1 °C rispetto al livello preindustriale, con i valori più probabili compresi nell'intervallo tra 2.5 e 4.7 °C.

Il rapporto dell'ottobre 2018 dell'IPCC fissa il massimo valore accettabile di innalzamento della temperatura a 1.5°C. Se tale obiettivo sarà soddisfatto il pianeta supporterà meglio gli impatti negativi del cambiamento climatico, che saranno meno accentuati, tra questi vi sono:

- Innalzamento delle temperature;
- Maggiore intensità e frequenza di eventi estremi, come inondazioni, siccità e onde di calore;
- Cambiamento nei modelli di precipitazione, con conseguenze nel ciclo idrogeologico e nella disponibilità di acqua;
- Minore disponibilità di risorse, problemi di sicurezza alimentare;
- Innalzamento del livello dei mari a causa della destabilizzazione e fusione delle calotte glaciali costiere;
- Maggiore acidificazione degli oceani;
- Perdita di biodiversità.

Gli organismi e gli ecosistemi possono adattarsi solo in parte ai cambiamenti ambientali, modificando la propria struttura e composizione, attraverso l'evoluzione delle specie. Importante è la risposta di foreste e praterie algali, che svolgono un ruolo di primo piano

come pozzi di assorbimento del carbonio. La capacità dell'uomo di adattarsi all'incremento di 1.5°C di temperatura è invece differente in vari settori: i più critici sono l'approvvigionamento di acqua e di cibo, la salute pubblica, le infrastrutture e gli ecosistemi. Tutte queste questioni, specialmente in aree densamente popolate, rischiano di aumentare le disuguaglianze, ponendo problemi di giustizia sociale. Inoltre i rischi connessi al riscaldamento globale crescono nelle aree più vulnerabili, come paesi in via di sviluppo o aree insulari tropicali, con una limitata capacità di adattamento agli impatti causati dai cambiamenti climatici.

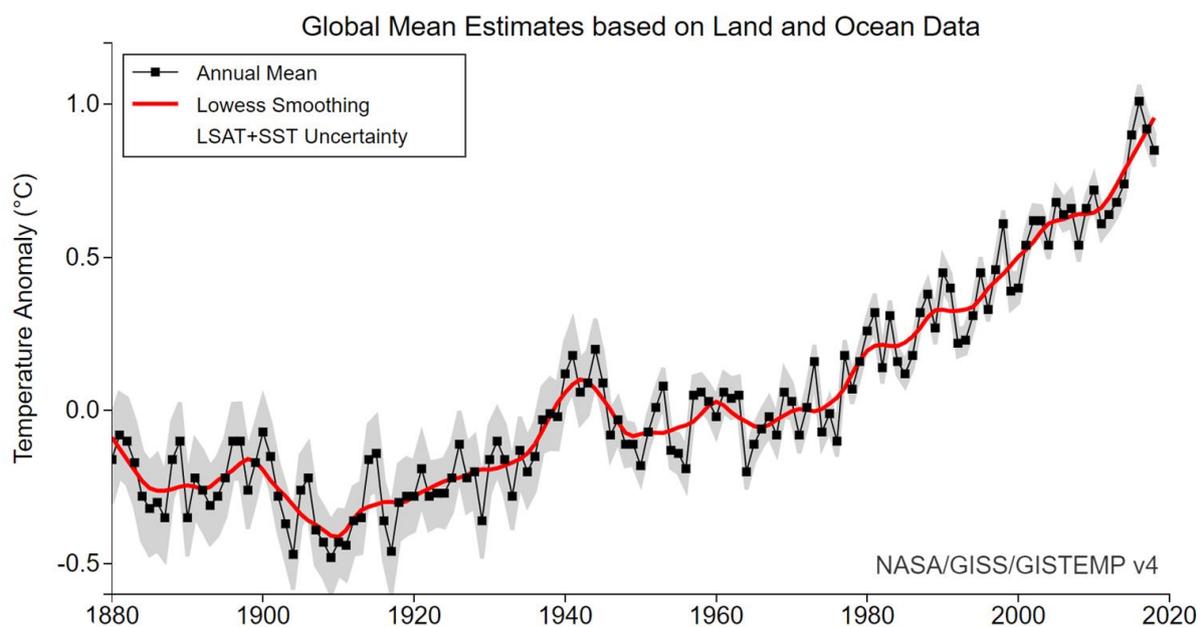


Figura 1: Andamento della temperatura media globale: in nero è riportata la media annuale, in rosso la media quinquennale, in grigio l'incertezza, con un intervallo di confidenza dei valori del 95% (NASA: GISS Surface Temperature Analysis)

Dall'inizio dell'era industriale la temperatura media globale è salita di 1°C, considerando come temperatura preindustriale il valore medio degli anni 1850-1900. Se l'innalzamento delle temperature manterrà l'attuale andamento di + 0.2°C ($\pm 0.1^\circ\text{C}$) ogni dieci anni, il pianeta raggiungerà 1.5°C di riscaldamento globale nel 2040. Questo innalzamento si spiega solo parzialmente con il naturale ciclo climatico.

Gli scienziati dell'IPCC affermano che “le concentrazioni atmosferiche di anidride carbonica, metano e protossido di azoto non hanno precedenti negli ultimi 800.000 anni. I loro effetti assieme a quelli di altri fattori antropogenici, sono stati rilevati in tutto il sistema climatico e, con ogni probabilità, sono stati la causa dominante del riscaldamento osservato dalla seconda metà del ventesimo secolo” (tradotto dal rapporto IPCC del 2014).

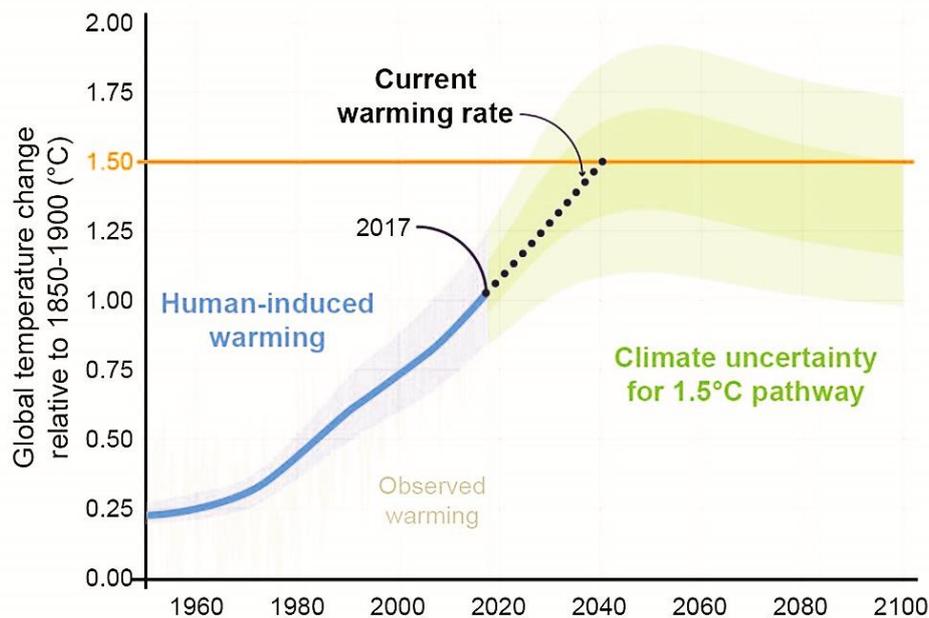


Figura 2: Riscaldamento globale di origine antropica dal 1850-1900. Si osserva chiaramente come, per mantenere l'innalzamento di temperatura entro i limiti stabiliti, sia necessaria un'inversione di tendenza. (Rapporto IPCC Ottobre 2018)

L'IPCC introdusse il termine "forzante radiativa" per denominare un cambiamento imposto al bilancio energetico planetario, con la capacità di alterare la temperatura globale. Per esempio, l'energia proveniente dal sole varia in base al ciclo delle macchie solari con un periodo di 11 anni. L'indice di forzante radiativa, parametro espresso in W/m^2 , quantifica l'influenza delle varie sostanze presenti in atmosfera, rappresentando la differenza tra il flusso radiativo in ingresso ed in uscita dopo il passaggio attraverso un'unità di peso di sostanza. Ramaswamy et al. condussero uno studio sulla variazione delle forzanti radiative dall'era preindustriale ai giorni nostri.

Fino all'inizio dell'era industriale, il clima era prevalentemente influenzato dalla radiazione solare. Nell'era post-industriale gli scienziati rilevano un innalzamento anomalo: la velocità con cui sta variando la temperatura è maggiore di quella registrata o estrapolata per i cicli naturali. La radiazione solare è cresciuta negli ultimi 200 anni, ma ciò influisce sulla temperatura spiegando solo la metà dell'innalzamento registrato; questa discrepanza si accentua negli ultimi 25 anni, quando i cicli naturali della radiazione solare spiegano solo per un terzo l'innalzamento della temperatura media globale; il fenomeno di innalzamento anomalo della temperatura, quindi, sta attualmente accelerando.

Gli scienziati sostengono che ci sia una connessione tra l'innalzamento della temperatura globale e la presenza di CO_2 in atmosfera. Attività antropiche come:

- Deforestazione;

- Uso di combustibili fossili;
- Combustione di biomasse;
- Produzioni industriali (ad esempio l'industria del cemento)

aumentano la presenza di gas ad effetto serra nell'atmosfera, incrementando conseguentemente la forzante radiativa. Oggi l'aumento in atmosfera di gas ad effetto serra quali CO₂, CH₄, N₂O e composti contenenti alogeni, è il principale fattore che contribuisce all'innalzamento delle temperature.

La presenza di gas ad effetto serra in atmosfera è salita dall'era preindustriale: per i mille anni precedenti il livello di CO₂ era stabile attorno alle 280 ppm, dal 1850 al 2000 la combustione di combustibili fossili aggiunse in atmosfera 137 ppm (282 Gt).

Le emissioni di CO₂ provengono da diverse fonti, principalmente sono legate alla combustione di combustibili fossili nei settori della produzione di energia, nel settore industriale, residenziale e dei trasporti. Per quanto riguarda i primi due settori si tratta di fonti localizzate, con grandi volumi di emissioni, il che rende accettabile l'utilizzo di sistemi di cattura e sequestro della CO₂. Le principali grandi fonti di CO₂, principalmente centrali termoelettriche, con uso di carbone, gas naturale o olio combustibile, seguite dall'industria di produzione del cemento, dalle raffinerie e dall'industria siderurgica e petrolchimica, sono situate in Nord America, nell'Europa nord-occidentale e nel Sud-est asiatico, e le previsioni indicano che il loro numero aumenterà, in particolare nel Sud-est asiatico.

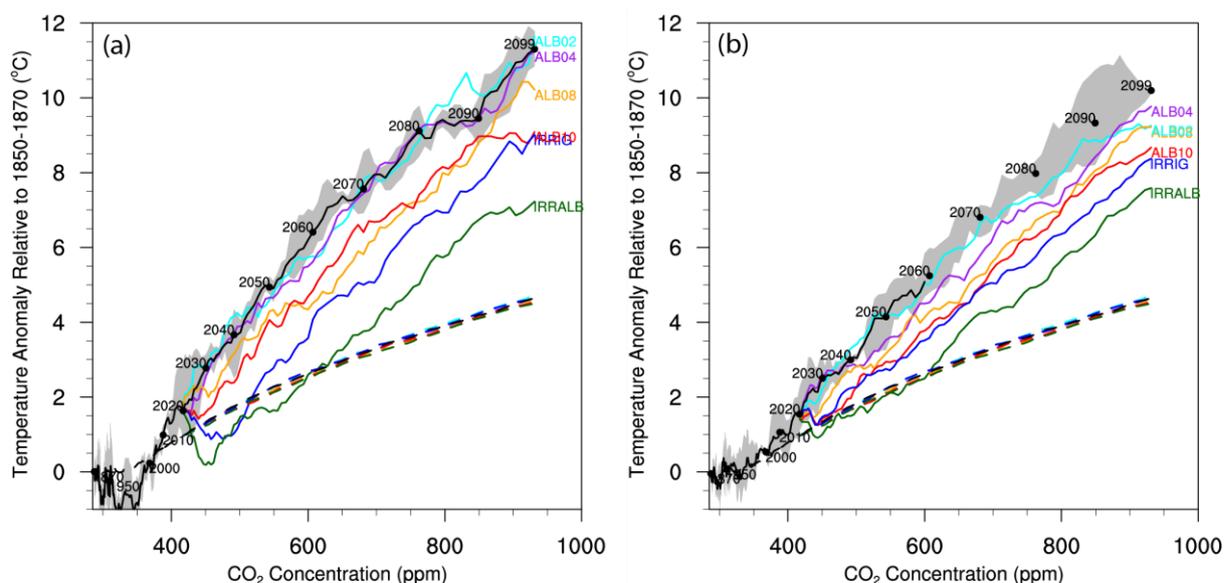


Figura 3: andamento locale della temperatura rispetto alla concentrazione di CO₂ in Europa centrale (a) ed in Nord America (b). In nero è rappresentata la previsione della temperatura media. Le linee colorate rappresentano esperimenti con diversi coefficienti di albedo ed irrigazione: albedo +0.02 (ciano), albedo +0.04 (viola), albedo + 0.08 (arancione), albedo +0.10 (rosso), irrigazione (blu), and irrigazione con albedo +0.10 (verde). (Rapporto IPCC Ottobre 2018)

Un'altra forzante radiativa è la presenza di ozono in troposfera, mentre l'ozono stratosferico genera una riduzione della forzante radiativa, come la presenza di solfato. Con l'incremento dell'uso del suolo sale il coefficiente di riflessione della superficie terrestre (albedo), con un effetto mitigante sul riscaldamento globale. L'aerosol generato dalla combustione di biomassa è una forzante negativa. La combustione di combustibili fossili, invece, origina due diverse forzanti climatiche: il black carbon (BC), particolato sottile che origina dalla combustione incompleta, la cui presenza in atmosfera assorbe le radiazioni, e che, quando deposita su superfici bianche (ghiacciai) riduce l'albedo; ed il carbonio organico (OC), la cui nucleazione riduce leggermente la forzante radiativa.

L'effetto indiretto degli aerosol, nell'interazione con le nubi, è ancora poco noto, come incerto è l'effetto delle polveri minerali. C'è un piccolo contributo positivo generato dalle scie degli aerei, mentre l'effetto dell'aerosol generato nelle eruzioni vulcaniche può contribuire in modo rilevante a modificare il clima, ma, essendo le grandi eruzioni eventi episodici, tale contributo non è stato preso in considerazione all'interno dello studio di Ramaswamy.

Forzanti radiative positive	Forzanti radiative negative
Gas ad effetto serra	Ozono stratosferico
Ozono troposferico	Solfati
Black carbon	Organic carbon
Polvere minerale	Polvere minerale
Emissioni di aerei	Biomassa
Incremento della forzante solare	Aerosol troposferico
	Uso del suolo (albedo)

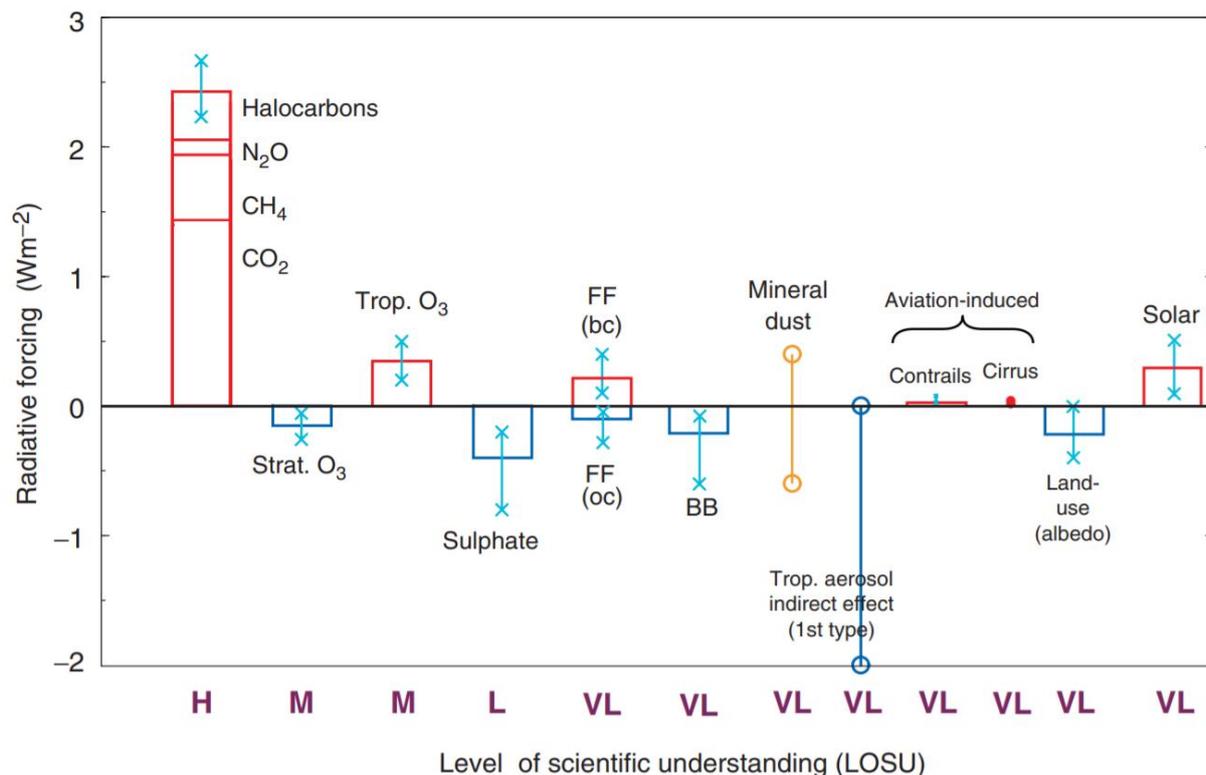


Figura 4: Variazione delle forzanti radiative medie annuali globali, dovute agli 11 fattori presi in considerazione, dal periodo preindustriale (1750) al presente (tardo 1990-2000). (Radiative Forcing of Climate Change, V. Ramaswamy)

Per raggiungere l'obiettivo di mantenimento dell'innalzamento della temperatura globale entro un grado e mezzo, si deve dunque procedere alla riduzione delle forzanti radiative di origine antropica, e, nello specifico, visto il suo peso, all'abbattimento delle emissioni di gas clima alteranti.

L'emissione di anidride carbonica, da sola, costituisce il 68% del totale di gas ad effetto serra. Al fine di ridurla si possono adottare diverse strategie:

- Migliorare l'efficienza energetica.
Aumentando l'efficienza di conversione, del trasporto e dell'uso finale dell'energia si può ridurre il consumo di combustibili fossili. Ad esempio, l'efficienza di conversione aumenta migliorando le turbine o utilizzando impianti in cogenerazione o trigenerazione; i miglioramenti tecnologici introdotti hanno ridotto i consumi energetici dei veicoli, per l'illuminazione ed i consumi domestici di molti elettrodomestici. Semplici incrementi di efficienza, tuttavia, non saranno sufficienti per ottenere importanti riduzioni delle emissioni di gas a effetto serra.
- Utilizzo di combustibili a minor tenore di carbonio.
Ad esempio, passando dal carbone al gas naturale si dimezza la produzione di CO₂ per MWh prodotto.

- Aumento dello sfruttamento di fonti rinnovabili di energia o di fonti a zero emissioni.
- Sequestro della CO₂ tramite il potenziamento dei pozzi biologici naturali.
Tramite adeguate pratiche agricole e forestali si può migliorare la capacità di stoccaggio di foreste e terreni.
- Cattura e sequestro ingegneristico della CO₂.
Questo approccio prevede la cattura dell'anidride carbonica generata in processi di combustione o in altri processi industriali e la sua conservazione lontano dall'atmosfera per tempi molto lunghi.

2. Sistemi di cattura e sequestro della CO₂

Esistono diverse tecnologie di cattura e sequestro della CO₂ in atmosfera, suddivisibili in tecniche fisico-chimiche e biologiche. Le metodologie fisiche e chimiche comportano generalmente tre fasi: la prima di cattura della CO₂, la seconda di trasporto e la terza di stoccaggio lontano dall'atmosfera. La CO₂ emessa da fonti fisse, come centrali termoelettriche, viene compressa fino a raggiungere lo stato supercritico e quindi trasportata presso il luogo di stoccaggio.

Un'altra soluzione sarebbe l'utilizzo della CO₂ direttamente all'interno di processi industriali, come materia prima di processi chimici che producono prodotti contenenti carbonio, ad esempio nella fabbricazione di vernici, plastica, solventi, imballaggi, o nell'industria della carta, dove il caolino può essere sostituito da carbonato di calcio precipitato; queste industrie, tuttavia, consumerebbero comunque quantità minime di CO₂ rispetto ai volumi rilasciati in atmosfera.

Tra le principali tecnologie adottate per il sequestro della CO₂, vi sono l'immagazzinamento in formazioni geologiche o nelle profondità oceaniche, e l'immagazzinamento all'interno di biomassa microalgale.

Confinamento fisico e chimico

Immagazzinamento in formazioni geologiche o in acque profonde.

Affinché l'intervento sia significativo si deve procedere a stoccare ingenti quantità di CO₂, dell'ordine delle gigatonnellate. Siti di con tali capacità sono bacini naturali: formazioni geologiche o l'oceano profondo.

Lo stoccaggio geologico di CO₂ è stato un processo naturale nella crosta superiore della Terra per centinaia di milioni di anni. L'anidride carbonica, derivata dall'attività biologica, dall'attività ignea e dalle reazioni chimiche tra rocce e fluidi, si accumula nell'ambiente sotterraneo naturale come minerali carbonatici, in soluzione o in forma gassosa o supercritica, come miscela di gas o CO₂ pura. Per utilizzare lo stoccaggio ingegneristico della CO₂ in formazioni geologiche si procede innanzitutto comprimendo i gas fino allo stato supercritico, a seconda del gradiente geotermico del sottosuolo la densità della CO₂ iniettata aumenterà con l'iniezione fino allo stato supercritico. Si perforano dunque pozzi di iniezione in formazioni saline, in lineazioni di carbone non sfruttabili, in giacimenti di idrocarburi esauriti. Lo stoccaggio è possibile sia on-shore che off-shore, se in presenza di piattaforme continentali;

non sono invece adatte le piane abissali oceaniche, generalmente formazioni troppo sottili ed impermeabili. È necessario notare, infatti, che non tutte le formazioni sedimentarie si prestano ad essere utilizzate come serbatoi di CO₂, ma i siti idonei sono accumuli densi di sedimenti, sufficientemente profondi, con rocce permeabili saturate di acqua salina e con sufficiente confinamento. Oltre alle formazioni sedimentarie, si possono sfruttare ai fini di stoccaggio vuoti sotterranei in basalti e scisti ricchi di sostanza organica. Il primo impianto di stoccaggio commerciale, entrato in funzione nel 1996 (progetto Statoil), si avvale di una formazione salina profonda sotto il Mare del Nord.

Lo stoccaggio intenzionale di anidride carbonica negli oceani avviene invece comprimendo e trasportando su navi un flusso relativamente puro di CO₂, che verrà successivamente iniettato direttamente nell'oceano o depositato sul fondo del mare. A profondità maggiori di 3 km la CO₂ è più densa dell'acqua di mare, si forma così un lago di CO₂ sul fondo. Un sistema di stoccaggio di questo tipo, si calcola possa isolare la CO₂ dall'atmosfera per diversi secoli, ma in tempi più lunghi il contenuto di anidride carbonica tra oceano ed atmosfera si riequilibrerebbe.

Si può utilizzare lo stoccaggio della CO₂ in fase densa, per la produzione di prodotti chimici, fissandola in carbonati minerali per la conservazione in forma solida, immagazzinandola come ghiaccio secco, come CO₂ idrata, come carbonio solido.

Tra le tecnologie più diffuse vi è lo sfruttamento della reazione della CO₂ con materiali contenenti ossidi di metalli come calcio e magnesio, ad esempio rocce silicatiche, serpentino, olivina, o materiali industriali, come scorie della produzione di acciaio, per ottenere carbonati insolubili. La carbonatazione minerale può essere effettuata in situ con operazioni analoghe a quelle dello stoccaggio geologico.

Confinamento biologico

Accrescimento microalgale

Si può utilizzare la CO₂ per l'accrescimento microalgale: si sfruttano sorgenti luminose, naturali o artificiali, per promuovere la fotosintesi ad opera di microorganismi fototrofi. Per ottenere livelli di purezza e tassi di crescita maggiori rispetto agli habitat naturali si utilizzano fotobioreattori, con condizioni ambientali controllate.

L'anidride carbonica è la base per la formazione degli zuccheri complessi, le piante e gli altri organismi fotosintetici la catturano ed usano naturalmente nella fotosintesi ($6 \text{ CO}_2 + 6 \text{ H}_2\text{O} \rightarrow \text{C}_6\text{H}_{12}\text{O}_6 + 6 \text{ O}_2$).

Rispetto alle piante terrestri, le microalghe ed i cianobatteri hanno tassi di crescita più alti ed una maggiore efficienza di fissazione della CO₂ (esposti alla sola luce solare l'efficienza fotosintetica cresce di 10-50 volte), sono i principali produttori di O₂ sulla terra; esposti ad alti livelli di CO₂, inoltre, rispondono meglio, in termini di crescita, rispetto a quelli esposti solo all'aria ambiente. Le microalghe sono organismi primitivi, unicellulari, microscopici, sono robusti e in grado di crescere in un'ampia gamma di condizioni, generalmente necessitano di luce, zuccheri, CO₂, N, P e K e possono produrre grandi quantità di lipidi, proteine e carboidrati in brevi periodi. Da ciò si possono ottenere biocarburanti ed altri co-prodotti di valore.

La coltivazione delle alghe può essere effettuata in sistemi aperti, come laghi e stagni o in sistemi chiusi e controllati chiamati fotobioreattori.

Gli stagni aperti hanno bassi costi di costruzione e gestione, quelli artificiali più diffusi sono del tipo "raceway pond". In questi stagni l'acqua, le alghe ed i nutrienti si muovono secondo un percorso tracciato, messi in moto da ruote a pale, che operano anche un rimescolamento tra acque. La profondità di tali stagni deve essere bassa, per consentire alla luce di penetrare. Essi spesso vengono utilizzati in continuo, con l'alimentazione dei nutrienti e il prelievo di acqua ed alghe dopo che hanno compiuto un intero ciclo. Gli stagni aperti, pur essendo la più semplice tecnica di coltivazione, sono altamente vulnerabili alla contaminazione da parte di altri microorganismi e non permettono il controllo della temperatura, né dell'illuminazione. Si possono quindi adottare sistemi semichiusi, con coperture trasparenti in plexiglass; in tale modo è possibile aumentare il tasso di CO₂ e mantenere la temperatura costante, incrementando la crescita delle alghe.

I fotobioreattori sono invece sistemi chiusi, possono intendersi come vasi di coltura per la produzione controllata di biomassa. Nonostante i loro costi, possiedono una serie di vantaggi rispetto ai sistemi aperti: riducono al minimo la contaminazione; permettono un migliore controllo di caratteristiche quali pH, temperatura, intensità luminosa, concentrazione di CO₂; riducono le perdite di CO₂; consentono concentrazioni cellulari più elevate; permettono di produrre complessi biofarmaceutici.

Il reattore deve essere progettato in modo da garantire un'illuminazione uniforme della superficie di coltura, riducendo al minimo la zona non illuminata, ed un rapido trasferimento di massa (CO₂ ed O₂). È importante stabilire la velocità di movimento all'interno del

fotobioreattore in modo da ridurre la minimo la formazione di incrostazioni e, di conseguenza, la necessità di arrestarlo per la pulizia.

I reattori possono avere diversi modelli:

- Fotobioreattore tubolare verticale: costituito da un tubo verticale trasparente con miscelatore di gas sul fondo che opera il trasferimento di CO_2 e rimuove l' O_2 prodotto.
- Fotobioreattore a piastra: formato da un pannello piatto, che minimizzi il percorso della luce, in materiale trasparente, è caratterizzato da un elevato rapporto tra superficie e volume. L'agitazione viene assicurata facendo gorgogliare l'aria da un lato attraverso un tubo forato o meccanicamente tramite un motore.
- Fotobioreattore tubolare orizzontale: formato da paralleli di tubi disposti orizzontalmente o inclinati, che, nel caso di colture esterne, possono sfruttare alte efficienze di conversione della luce, essendo orientati verso il sole. Il principale svantaggio è il loro elevato consumo di energia (2000 W contro i 50 W dei reattori verticali piatti o a colonna), dovuto alla necessità di raggiungere elevate velocità del liquido per avere condizioni turbolente.
- Fotobioreattore elicoidale: costituito da un tubo flessibile di piccolo diametro arrotolato è dotato di un'unità di degasaggio separata e di una pompa centrifuga per guidare la coltura verso il degasaggio.
- Fotobioreattore a serbatoio agitato: il più tradizionale, la miscelazione avviene tramite una girante. L'aria arricchita di CO_2 si fa gorgogliare sul fondo. Il principale svantaggio di questa soluzione è il basso rapporto superficie/volume che riduce l'efficienza di utilizzo della luce.

3. Generazione ibrida rinnovabile

Scopo di questo studio è valutare se sia possibile prevedere un impianto di generazione di energia elettrica ibrido alimentato da fonti rinnovabili, fotovoltaica ed eolica, per alimentare un fotobioreattore di grande taglia.

L'utilizzo dell'energia solare ed eolica è diventato sempre più significativo a partire dalle crisi petrolifere degli anni '70; trattandosi di fonti diffuse e sfruttabili ovunque, esse ben si prestano per l'autoproduzione e per costruire impianti ad isola, autonomi dalla rete elettrica, che non necessitano di approvvigionamenti di alcun tipo di combustibile. Il principale svantaggio di queste fonti è la loro natura intermittente, in dipendenza dalle condizioni meteorologiche; le variazioni nella produzione potrebbero non corrispondere alla distribuzione temporale della domanda di carico, rendendo necessario un sistema di accumulo energetico. In generale, l'uso indipendente delle due risorse può comportare un considerevole sovradimensionamento degli impianti di generazione. Sistemi ibridi solari-eolici stanno prendendo piede per la generazione di energia in aree remote perché, se le due fonti sono integrate correttamente, permettono di superare parzialmente il problema dell'intermittenza e di migliorare l'efficienza e l'affidabilità dell'intero sistema, riducendo i requisiti di accumulo. Il dimensionamento di un sistema ibrido si effettua in primo luogo valutandone l'affidabilità e, successivamente, la scelta vira sulla configurazione più economicamente sostenibile.

All'interno di questo capitolo sono illustrate le diverse tecnologie che si possono utilizzare in un sistema di generazione ibrido ad isola, con relativo sistema di accumulo.

Impianti fotovoltaici

I pannelli, in materiali semiconduttori, generano elettricità sfruttando l'effetto fotovoltaico.

I semiconduttori sono materiali in cui la differenza di livello energetico tra la banda di valenza e la banda di conduzione è piccola, per cui gli elettroni possono passare da una banda all'altra, se ricevono un'energia sufficiente dall'esterno. Quando una cella fotovoltaica è esposta alla luce solare assorbe i fotoni sufficientemente energetici incidenti sul materiale, che eccitano gli elettroni della banda di valenza, facendoli passare a quella di conduzione: tale processo si chiama effetto fotovoltaico. Ogni materiale semiconduttore ha una diversa energia minima che permette di liberare elettroni dalla banda di valenza: più è bassa maggiore è la frazione di energia solare utilizzata e maggiore la corrente, d'altra parte, però, maggiore è l'energia dei fotoni e maggiore la tensione di circuito aperto. Essendo la potenza il prodotto tra tensione e corrente, l'ottimo si ha per energie comprese tra 1.4 e 1.5 eV. Il Silicio, il materiale più

diffuso nella costruzione di pannelli fotovoltaici, ha un'energia minima di 1.1 eV; fotoni con energia più bassa di 1.1 eV, ossia con lunghezze d'onda maggiori di un μm , non vengono assorbiti, ma attraversano lo strato semiconduttore; per sfruttare una quota maggiore di energia è possibile creare wafer con diversi strati di materiali semiconduttori diversi.

Il componente elementare di un impianto fotovoltaico è la cella, costituita da una sottile fetta di materiale semiconduttore, generalmente silicio, in cui avviene la conversione dell'energia solare in energia elettrica. Il silicio possiede quattro elettroni di valenza e può essere drogato con l'inserimento di elementi trivalenti (Boro) o pentavalenti (Fosforo), al fine di creare rispettivamente regioni di tipo p (drogaggio positivo) con un eccesso di lacune e di tipo n (drogaggio negativo) con eccesso di elettroni. Accostando due regioni a drogaggio opposto si ottiene una giunzione p-n, in cui gli elettroni nella zona drogata n, tendono a diffondere nella zona p, con densità elettronica inferiore, generando una differenza di potenziale attraverso la giunzione. La migrazione degli elettroni provoca un accumulo di carica negativa nella zona p ed un accumulo di carica positiva nella zona n, creando un campo elettrico interno alla giunzione che si oppone all'ulteriore migrazione di cariche elettriche: tale struttura si definisce a diodo: il passaggio dei portatori di carica liberi, dunque della corrente, è ostacolato in una direzione e facilitato nell'altra.

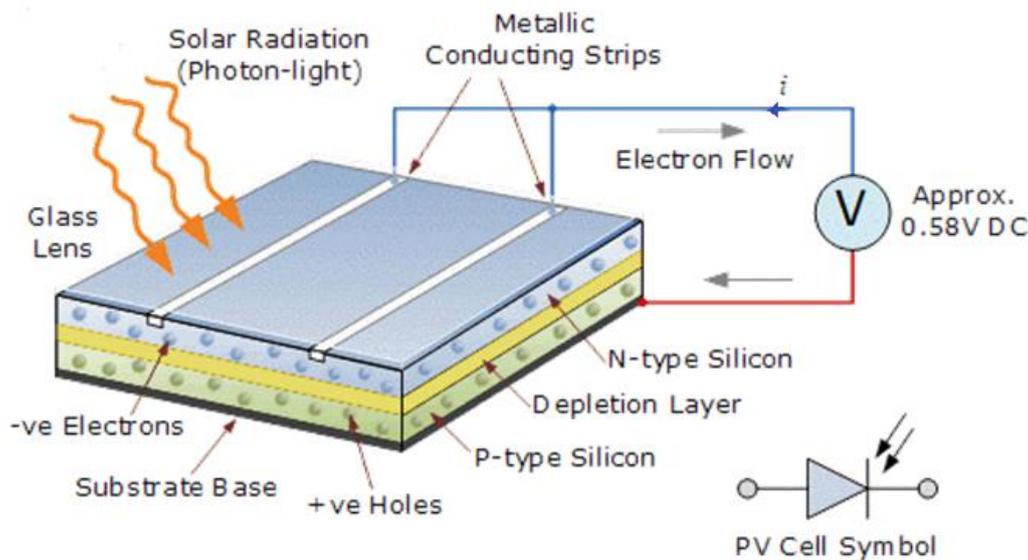


Figura 5: Funzionamento della cella fotovoltaica. Le coppie elettrone-lacuna formatesi per l'eccitazione dei fotoni incidenti sulla cella vengono accelerate dal campo elettrico presente nella zona di svuotamento: le lacune passano dalla zona n alla p, gli elettroni compiono il percorso opposto. (immagine da "edyeazul.blogspot.com")

Quando la cella fotovoltaica è esposta alla luce, i fotoni con sufficiente energia formano due portatori di carica: un elettrone libero ed una lacuna; il campo elettrico spinge in direzioni opposte le coppie elettrone-lacuna formatesi ed una volta oltrepassata la giunzione gli

elettroni non possono invertire il senso di marcia per la presenza del campo elettrico: si crea, dunque, un flusso ordinato di elettroni. Le cariche si accumulano, quindi, all'estremità della cella fino a creare una tensione pari alla tensione di circuito aperto. Connettendo gli estremi della giunzione tramite un circuito esterno si ottiene un circuito chiuso in cui scorre corrente continua. La corrente fluisce dallo strato p, a potenziale maggiore a quello a potenziale minore: finché la cella resta illuminata il carico aumenta.

Impianti eolici

I generatori eolici sono apparati in grado di trasformare l'energia cinetica del vento in energia elettrica, quelli ad asse orizzontale con potenza di targa superiore al MW hanno efficienze di conversione del 40-50%.

I siti ideali per la generazione eolica sono zone con vento teso, senza turbolenze né raffiche, con una direzione prevalente; i venti devono avere velocità generalmente non inferiori ai 4-5 m/s, con differenze a seconda del modello adottato, perché al di sotto di tale velocità le turbine non si muovono. La produzione elettrica cresce in modo circa proporzionale alla velocità del vento, nell'intervallo tra la velocità di taglio inferiore e la velocità nominale; per velocità al di sopra della velocità nominale la produzione elettrica è costante, in quanto si attiva il sistema frenante che, per proteggere il rotore, riduce la velocità di rotazione delle pale; quando le velocità raggiungono valori al di sopra della velocità di taglio superiore le turbine vanno in stallo.

Le turbine si distinguono in:

- turbine ad asse verticale: il flusso d'aria è perpendicolare all'asse di rotazione, hanno generalmente piccole taglie e sono utili nel caso i venti non abbiano una direzione prevalente;
- turbine ad asse orizzontale: sono le più diffuse, il flusso d'aria è parallelo all'asse di rotazione, il numero di pale varia da uno a quattro, le più diffuse sono le tripala.

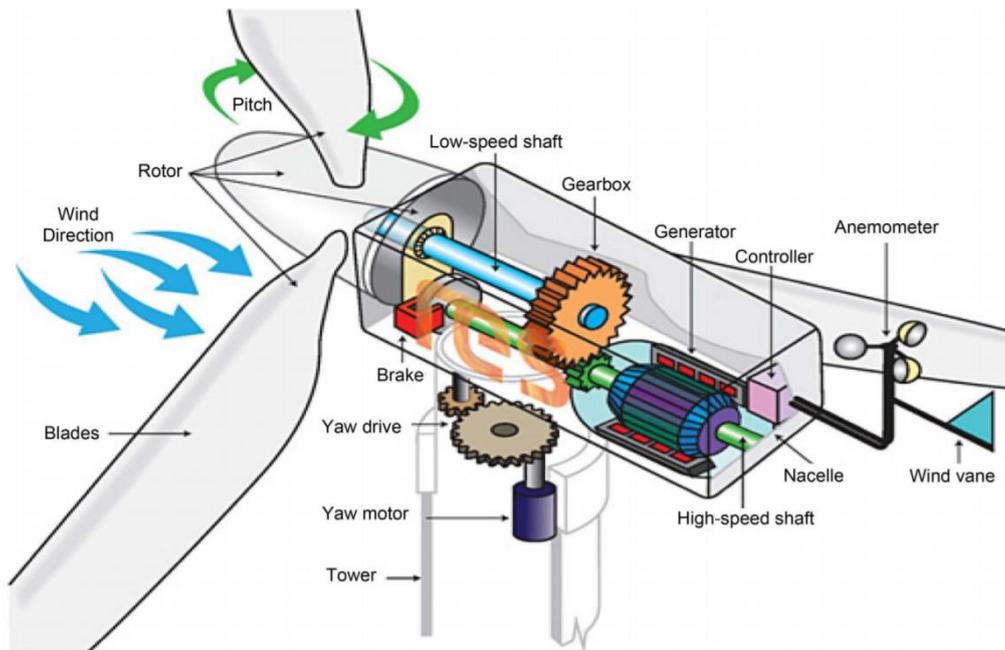


Figura 6: Componenti di una turbina eolica.
(Raafat et al.: "Power Maximization and Control of Variable-Speed Wind Turbine System Using Extremum Seeking.")

Gli elementi che compongono le turbine eoliche ad asse orizzontale sono: rotore; sistema frenante, moltiplicatore di giri, generatore, sistema di controllo e sistema di imbardata contenuti all'interno della navicella; torre e fondamenta. È presente poi un anemometro, che rileva orientazione e velocità del vento, ed invia le misurazioni effettuate al sistema di controllo per il comando dei sistemi di imbardata e di sicurezza, quest'ultimo riduce la velocità del rotore fino eventualmente ad arrestarlo, per velocità maggiori della velocità di taglio superiore.

L'orientazione del rotore nella direzione perpendicolare a quella del vento avviene tramite il sistema di controllo dell'imbardata (l'angolo tra la direzione della turbina e quella perpendicolare a quella del vento); nel grande eolico la direzione del vento viene rilevata tramite l'anemometro e attraverso un microcomputer si gestisce un motore, che muove il sistema di imbardata per mantenere il rotore entro un opportuno angolo di attacco, nel piccolo eolico, invece, l'orientazione avviene in modo passivo, tramite una pinna posta alle spalle della navicella.

Il rotore, azionato dal vento, mette in moto il sistema di trasmissione, comprendente un albero a bassa velocità ed un sistema di ingranaggi che moltiplica il numero di giri, il quale a sua volta trasmette il movimento al generatore. L'alternatore converte l'energia meccanica in energia elettrica in corrente alternata.

Sistemi di accumulo a breve termine: batterie agli ioni di litio

Le batterie agli ioni di litio sono leggere e compatte, nella struttura più diffusa sono formate da un anodo in grafite e da un catodo in ossido di litio, ad esempio LiMnO_2 o LiCoO_2 immersi in un elettrolita, costituito da una soluzione di sali di litio, come il LiPF_6 , in un solvente organico non acquoso, in quanto il litio, altamente reattivo, reagisce violentemente con l'acqua per formare idrossido di litio.

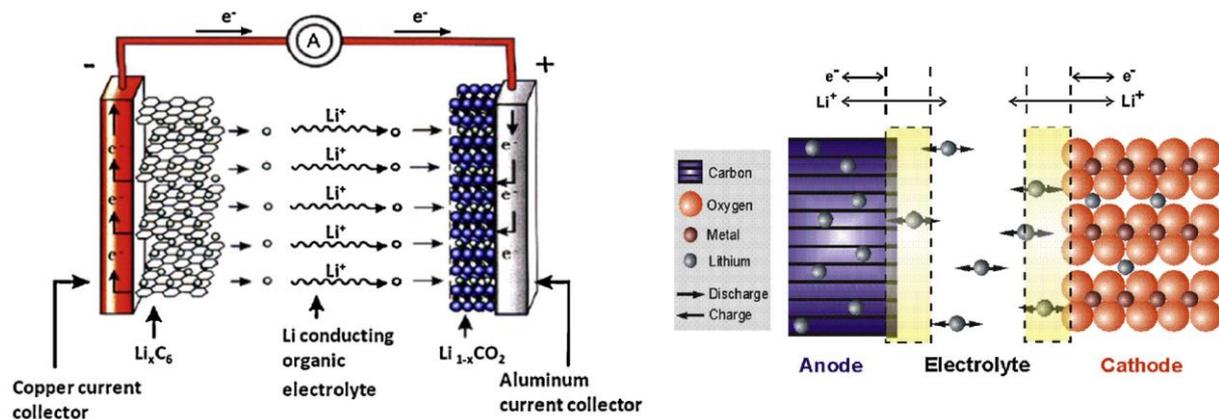


Figura 7: Schemi di funzionamento di batterie agli ioni di litio (Scrosati, Garche: "Lithium batteries: Status, prospects and future")

Nella batteria avviene un processo del tipo $6\text{C} + \text{LiMnO}_2 \rightleftharpoons \text{LiC}_6 + \text{MnO}_2$, in cui si ha un passaggio di ioni litio tra i due elettrodi ed un concomitante scambio di elettroni. Durante il processo di scarica si formano ioni Li^+ ed elettroni dalla reazione di ossidazione all'anodo; gli elettroni migrano attraverso il circuito esterno, gli ioni litio attraverso l'elettrolita e si ricombinano sul catodo attraverso una reazione di riduzione. Il processo di scarica riduce il potenziale chimico della cella, che trasferisce energia elettrica (sotto forma di corrente) all'esterno. Durante il processo di carica il circuito esterno fornisce energia e le reazioni avvengono nel verso opposto, con gli elettroni e gli ioni litio che passano dal catodo all'anodo, ad uno stato energetico maggiore; l'energia elettrica viene, con un rendimento di conversione minore di uno, immagazzinata in forma di energia chimica all'interno della batteria. Durante il processo di carica i metalli vengono ossidati, da Mn^{3+} a Mn^{4+} , durante il processo di scarica vengono invece ridotti da Mn^{4+} a Mn^{3+} . La reazione corretta è $6\text{C} + \text{LiMnO}_2 \rightleftharpoons \text{Li}_x\text{C}_6 + \text{Li}_{(1-x)}\text{MnO}_2$, reversibile fino a $x \sim 0.5$; ciò limita la profondità di scarica disponibile: lo stato di carica della batteria può passare dal massimo al minimo che è sempre maggiore di zero. Per questo motivo nella scelta delle batterie si deve valutare la capacità in termini di differenza tra lo stato di carica minimo e massimo e non prestando attenzione solo alla capacità massima.

Sistemi di accumulo energetico a lungo termine ad idrogeno

Per soddisfare la richiesta di energia in installazioni di grande taglia, se alimentate da fonti energetiche rinnovabili su grande scala, è richiesto un dispositivo di accumulo con capacità e velocità di risposta adeguate. Per convertire efficacemente l'energia rinnovabile fluttuante in un'alimentazione stabile per installazioni importanti si possono adottare sistemi di accumulo ad idrogeno. L'idrogeno e le celle a combustibile, considerate una delle soluzioni energetiche chiave del 21° secolo, possono essere adottate, oltre che nell'accumulo energetico, nella generazione distribuita di calore ed energia e nei trasporti.

L'accumulo energetico si articola in diverse fasi, il sistema di accumulo è dunque costituito da altrettanti elementi essenziali:

- durante la fase di carica del sistema si ha la produzione di idrogeno ed il suo accumulo all'interno di appositi serbatoi. Esistono diverse tecnologie di produzione dell'idrogeno, che, pur essendo il terzo elemento più abbondante della crosta terrestre, si presenta invariabilmente legato in composti con altri elementi: a partire da altri combustibili, come idrocarburi, biomassa o rifiuti, mediante reforming a vapore o pirolisi; o a partire dall'acqua tramite l'elettrolisi, la decomposizione ad alta temperatura o la scissione biologica. Nella produzione di idrogeno a partire da combustibili di diversa natura si emette CO₂, mentre l'elettrolisi è una tecnica più efficiente e pulita, anche se più costosa.
- l'energia immagazzinata sotto forma di idrogeno all'interno dei serbatoi può essere estratta, in caso di necessità, utilizzando le celle a combustibile, che convertono l'idrogeno e l'ossidante, in genere l'ossigeno o l'aria, direttamente in elettricità tramite processi elettrochimici a bassa temperatura, che generano acqua ed energia elettrica. L'acqua prodotta può essere a sua volta nuovamente utilizzata nella successiva fase di ricarica del sistema di accumulo, per la produzione di idrogeno tramite elettrolisi, in un ciclo chiuso.

L'elettrolisi dell'acqua per la produzione di idrogeno avviene all'interno di un elettrolizzatore: durante l'elettrolisi si immergono in un elettrolita acquoso due elettrodi, ai quali si applica una corrente continua a basso voltaggio, che dissocia l'acqua in ioni H⁺ ed OH⁻. La presenza dell'elettrolita aumenta la conducibilità dell'acqua, ma va scelto correttamente, affinché gli ioni introdotti non entrino in competizione con gli idrogenioni nella reazione al catodo, ad

esempio, si possono utilizzare sodio, litio e potassio che formano sali solubili, ed i rispettivi cationi hanno potenziale di riduzione inferiore a quello dell' H_3O^+ .

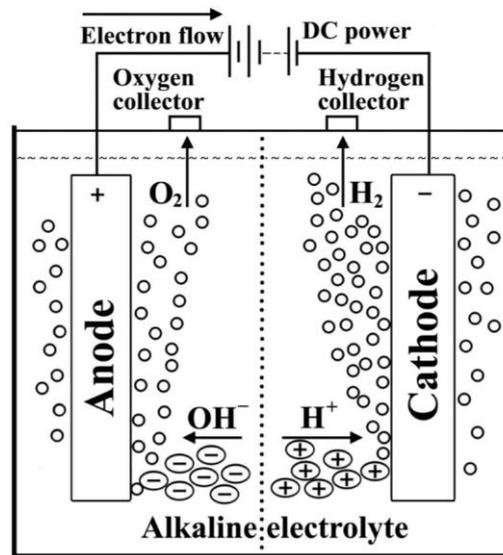


Figura 8: Schema di un sistema di elettrolisi dell'acqua (Santos et al.: "Hydrogen production by alkaline water electrolysis")

Quando gli idrogenioni entrano in contatto con l'elettrodo negativo acquisiscono elettroni, riducendosi e formando idrogeno molecolare ($2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$), mentre, al contrario, quando gli ioni ossidrilici entrano in contatto con l'elettrodo positivo si ossidano, cedono elettroni e producono acqua e ossigeno molecolare ($2\text{OH}^- \rightarrow 1/2 \text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$). L'efficienza energetica di una cella elettrolitica si attesta attorno all'80%, ma può superare il 90% nel caso si utilizzino sistemi a membrane polimeriche.

Le celle a combustibile hanno un funzionamento analogo alle batterie: producono energia elettrica tramite processi elettrochimici, ma utilizzano combustibili forniti dall'esterno. Le celle sono costituite da due elettrodi in materiale poroso, il catodo generalmente in platino e l'anodo in nickel, separati da un elettrolita, che può essere idrossido di potassio o acido fosforico, e collegati attraverso un circuito esterno.

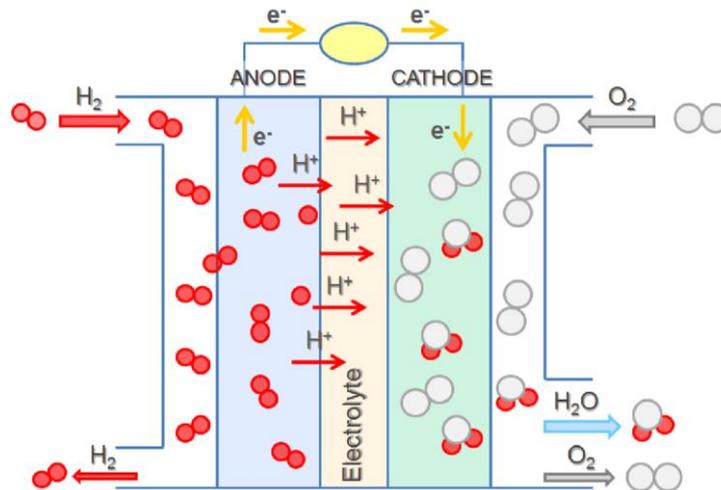


Figura 9: Schema di una cella a combustibile.
(Escudero-Escribano: “Electrocatalysis and surface nanostructuring : atomic ensemble effects and non-covalent interactions”)

Gli elettrodi sono siti catalitici per le reazioni di cella, che consumano idrogeno ed ossigeno producendo acqua, con contestuale produzione di calore e passaggio di corrente elettrica nel circuito esterno. All’anodo si ha l’ossidazione dell’idrogeno, al catodo la riduzione dell’ossigeno.

L’elettrolita ha la funzione di chiudere il circuito permettendo il movimento degli ioni, che vengono prodotti da una reazione e consumati nell’altra. Per mantenere la cella a temperatura costante è necessario raffreddarla.

All’interno della cella complessivamente avviene la reazione $H_2 + 1/2 O_2 \rightarrow H_2O +$ elettricità + calore. L’efficienza energetica di una cella a combustibile varia tra il 40 ed il 60%, maggiore dei rendimenti dei motori a combustione interna, non essendo limitata dal ciclo di Carnot. Tale valore può raggiungere l’85% nel caso di recupero del calore in cogenerazione.

4. Caso impianto MLE: analisi della producibilità di fonte eolica e fotovoltaica

Descrizione dell'impianto

L'analisi è stata condotta su un impianto di cattura di CO₂ tramite bioreattori ad accrescimento algale, in progetto per conto di ENI, presso il sito Menzel Ledjmet Est, in Algeria.

Il reattore per la bio-fissazione della CO₂ ha un'area di 3.67 ettari. Viene alimentato da un flusso di 8.8 kt/y di anidride carbonica (con purezza > 99%) a 0.8 bar e 56.7 °C. L' 80% del flusso in ingresso, 7kt/y, viene convertito, con una produzione di 3.9 kt/y di biomassa e di bio-ossigeno.

Il reattore richiede una potenza elettrica costante di 9.3 MW 24h/24 per alimentare il sistema di illuminazione a LED e per la movimentazione dei flussi. I dati sopraindicati sono stati forniti da studi precedenti e potrebbero essere soggetti ad ulteriori riduzioni dovute ad incrementi nelle efficienze legate alla realizzazione del fotobioreattore.

Per soddisfare tale fabbisogno si prevede un sistema ad isola, con diversi aerogeneratori, stringhe di pannelli fotovoltaici, sistemi di accumulo a breve termine (batterie al litio) ed eventualmente sistemi di accumulo a lungo termine ad idrogeno. La potenza in eccesso prodotta quando i sistemi di accumulo sono al massimo della loro carica viene dispersa.

Raccolta dei dati utili allo studio

I dati relativi all'irradianza e alle velocità del vento per il sito in esame sono stati reperiti tramite il software open source PV-GIS, del Joint Research Centre (JRC).

Su tale software è possibile ottenere i dati registrati dai satelliti, con frequenza oraria, e successivamente elaborati, per i seguenti parametri:

- irradianza solare globale e divisa nelle tre componenti diretta, diffusa e riflessa (W/m²);
- temperatura dell'aria (°C);
- altezza solare (gradi sull'orizzonte);
- la velocità del vento a 10 m di altezza dal suolo (m/s).

E' infine possibile risalire alla direzione del vento non oraria, ma alla direzione dell'anno tipo, con raccolta di dati nell'arco di 10 anni.

Per quanto riguarda i valori di irradianza forniti, si tratta di dati satellitari, corretti tramite un algoritmo che sfrutta le immagini satellitari per stabilire la presenza di copertura nuvolosa e il grado di foschia del cielo.

In questo studio, per valutare la producibilità del sito si sono utilizzati i dati orari forniti nell'arco di 10 anni: dal 2007 al 2016, anno più recente disponibile.

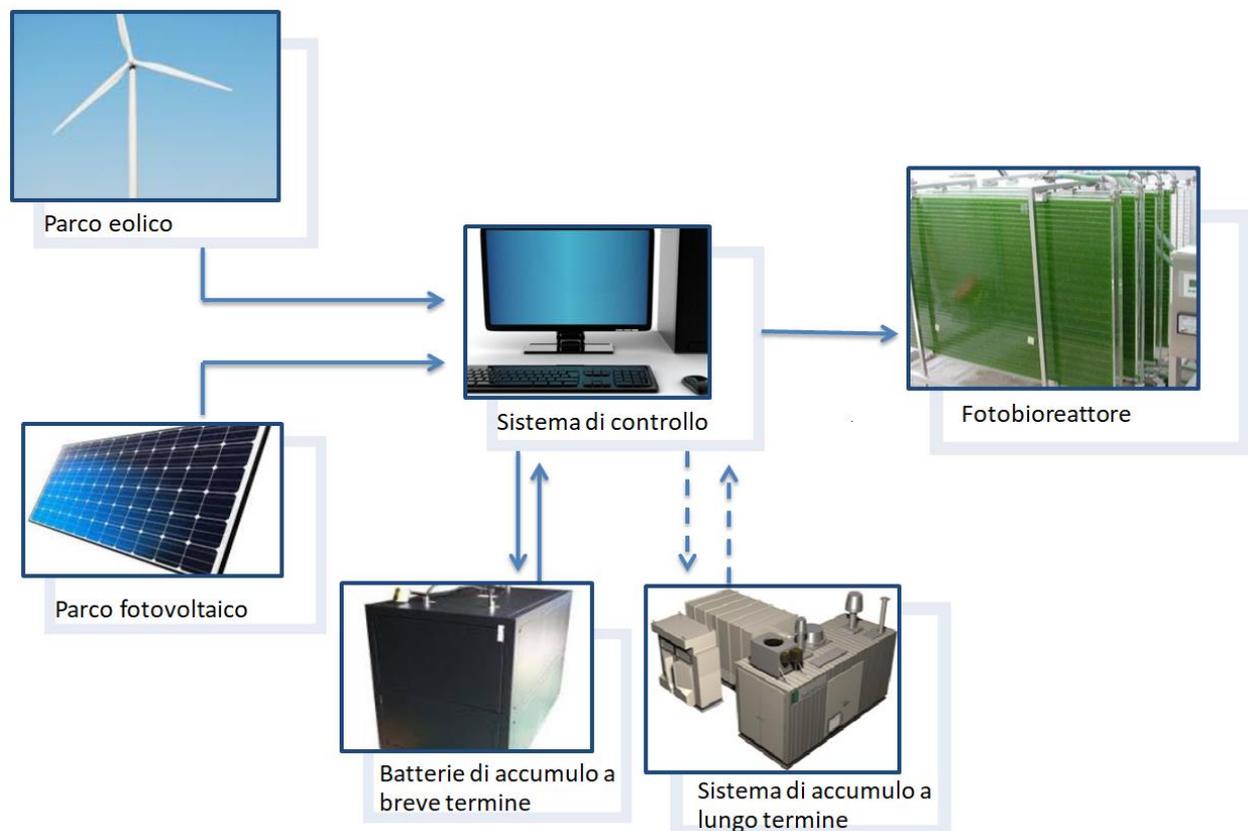


Figura 10: Schema di flusso dell'impianto di generazione ed accumulo.

Parco fotovoltaico

La producibilità dell'impianto fotovoltaico viene valutata moltiplicando, ora per ora, il valore di irradianza per l'efficienza delle celle fotovoltaiche scelte.

I moduli in silicio cristallino hanno efficienze maggiori rispetto a quelli in Si amorfo, CIS o a film sottile, inoltre sono particolarmente indicati in caso di buona esposizione, come nel caso del sito MLE. I modelli in silicio amorfo, per contro, sono in grado di sfruttare anche la radiazione diffusa, quindi possono produrre anche in caso di cielo coperto. Viste le condizioni meteorologiche del sito, non si è ritenuto necessario sfruttare questa quota di radiazione, per cui si è optato per la scelta di pannelli in silicio cristallino.

In prima approssimazione, nell'effettuare il dimensionamento, si è utilizzata, cautelativamente, la sola componente diretta dell'irradianza.

Il software fornisce l'irradianza su un piano comunque orientato, effettuando il calcolo della componente perpendicolare al pannello in base alla posizione del sole nel cielo.

È possibile inoltre ottimizzare l'inclinazione dei pannelli rispetto all'orizzontale in modo da sfruttare la maggior quantità possibile di luce diretta. Pannelli con una maggiore inclinazione sfruttano maggiormente la radiazione nelle ore mattutine e serali, vicino all'alba e al tramonto, quando il sole è più basso sull'orizzonte, pannelli con inclinazione minore rendono meglio nelle ore centrali della giornata, quando il sole è alla massima altezza. L'angolo di inclinazione ottimale per un massimo sfruttamento della radiazione nel corso dell'anno dipende dalla latitudine del sito. Il software PV-GIS è in grado di stabilire tale angolo.

Altra variabile da stabilire è l'azimut, ossia l'orientamento rispetto al Sud, che si stabilisce in base al profilo dell'orizzonte locale, con orizzonti alti e disomogenei non è detto che orientare i pannelli a Sud sia la scelta ottimale.

Noto il dato di irradianza diretta, elaborato ora per ora, incidente sulla superficie dei pannelli, si procede moltiplicando tale valore per l'efficienza energetica dei pannelli.

L'efficienza è definita come la quota di energia solare utilizzabile, assorbita dai pannelli e trasformabile dunque in energia elettrica. Tale quota varia dal 10-13% al 20-23% con particolari accorgimenti. Tali efficienze basse sono dovute al funzionamento stesso della giunzione p-n, in particolare si hanno le seguenti perdite:

- per mantenere il campo elettrico nella regione di transizione della cella;
- per ricombinazioni dei portatori di carica libera;
- una quota dell'energia incidente è composta da fotoni ad elevata lunghezza d'onda e quindi con energia insufficiente per liberare elettroni;
- fotoni con piccola lunghezza d'onda con energia in eccesso disperdono energia producendo calore;
- Perdite elettriche per resistenze interne.

Nel tipo di pannelli utilizzati non si considerano le perdite per l'ombreggiamento dei contatti frontali, che sono stati spostati nella regione inferiore del pannello stesso.

Ha un importante effetto sull'efficienza delle celle la temperatura di giunzione. All'aumentare della temperatura, infatti, si riduce la tensione di circuito aperto della cella, dunque la potenza e l'efficienza.

La temperatura di giunzione è stata calcolata in base alla formula empirica fornita da Koehl et al. (2011) in funzione della temperatura dell'aria e della velocità del vento.

Secondo tale formula per i pannelli in silicio cristallino la temperatura del modulo è data da:

$$T_{modulo} = T_{amb} + G_{globale} / (25.73 + 10.67 \cdot v_{vento})$$

Dove:

- T_{modulo} è la temperatura di giunzione;
- T_{amb} la temperatura ambientale
- $G_{globale}$ l'irradianza globale ($G_{diretta} + G_{diffusa} + G_{riflessa}$)
- V_{vento} la velocità del vento
- 25.73 e 10.67 sono parametri empirici forniti in base al tipo di pannello, quelli scelti sono per pannelli in silicio cristallino.

L'efficienza viene calcolata, dunque, in funzione della temperatura di giunzione. Con temperature maggiori di 25°C, temperatura standard a cui è riferita l'efficienza fornita sulla scheda tecnica dei pannelli, $eff(T)$ scende, mentre sale con temperature minori di 25 °C.

$$eff(T_{modulo}) = eff_{25^{\circ}C} - C_{temp-potenza} \cdot (T_{modulo} - 25)$$

$C_{temp-potenza}$ è fornito sulla scheda tecnica, generalmente l'efficienza diminuisce dello 0.4% per ogni °C di innalzamento della temperatura.

Moltiplicando il valore orario di irradianza per l'efficienza di conversione del modulo, calcolata in funzione della temperatura, si ricava la potenza ottenibile in W/m^2 di pannello per ogni ora.

Parco eolico

Il database PV-GIS fornisce la velocità del vento oraria all'altezza standard di 10 m dal suolo. La velocità del vento è tuttavia variabile in funzione dell'altezza dal terreno e del contesto territoriale. Interessante ai fini della stima della producibilità da fonte eolica è la velocità del

vento all'altezza del mozzo dell'aerogeneratore. Tale velocità viene calcolata in funzione della velocità a 10 m tramite la formula:

$$v(h_{torre}) = v(10 \text{ m}) \cdot \left(\frac{h_{torre}}{10}\right)^\alpha$$

Dove h_{torre} è l'altezza della torre eolica in m, α viene invece scelto in base alla rugosità del suolo, in prima analisi si possono adottare valori tabellari. Nel caso di contesto extraurbano con orizzonte basso e scarsa rugosità $\alpha = 0.14$.

	Contesto urbano (edifici alti)	Contesto periferico (edifici più bassi)	Campagna (edifici assenti)
α	0.40	0.29	0.14

La producibilità di un impianto eolico si valuta in base alla curva di potenza, caratteristica di ogni turbina, inoltre bisogna considerare che:

- per velocità al di sotto della velocità di taglio inferiore la turbina non si mette in moto e la produzione è nulla;
- per velocità comprese tra la velocità di taglio inferiore e la velocità nominale la produzione elettrica sale fino alla potenza di targa della turbina;
- per velocità maggiori della velocità nominale e minori della velocità di taglio superiore si ha la produzione massima, coincidente con la potenza di targa. Tutta l'energia in più che si ha per venti più forti viene dissipata per non danneggiare la turbina;
- per velocità superiori alla velocità di taglio superiore la turbina si mette in stallo e la produzione crolla a zero.

Nelle turbine di grandi dimensioni (>1 MW) il controllo di potenza viene effettuato per stallo attivo: le pale vengono ruotate all'aumentare della velocità del vento, si aumenta l'angolo di attacco del vento per diminuire la potenza estraibile, fino a raggiungere lo stallo profondo e l'arresto della turbina in caso di velocità maggiori della velocità di taglio superiore.

La curva di potenza associa ad ogni velocità del vento all'altezza del mozzo il valore di potenza estraibile dalla turbina. La producibilità viene calcolata moltiplicando ogni valore di velocità riscontrato per il corrispettivo valore di potenza, letto sulla curva, per la frequenza con cui si verifica nell'intervallo considerato.

Risultati dell'analisi di producibilità effettuata: Parco fotovoltaico.

In primo luogo, tramite il software PV-GIS si è elaborato il profilo dell'orizzonte, che risulta basso ed uniforme a 360°, per cui si è scelto di orientare i pannelli a Sud. Tramite lo stesso software si è poi ottimizzata l'inclinazione. L'inclinazione ottimale risulta di 29°.

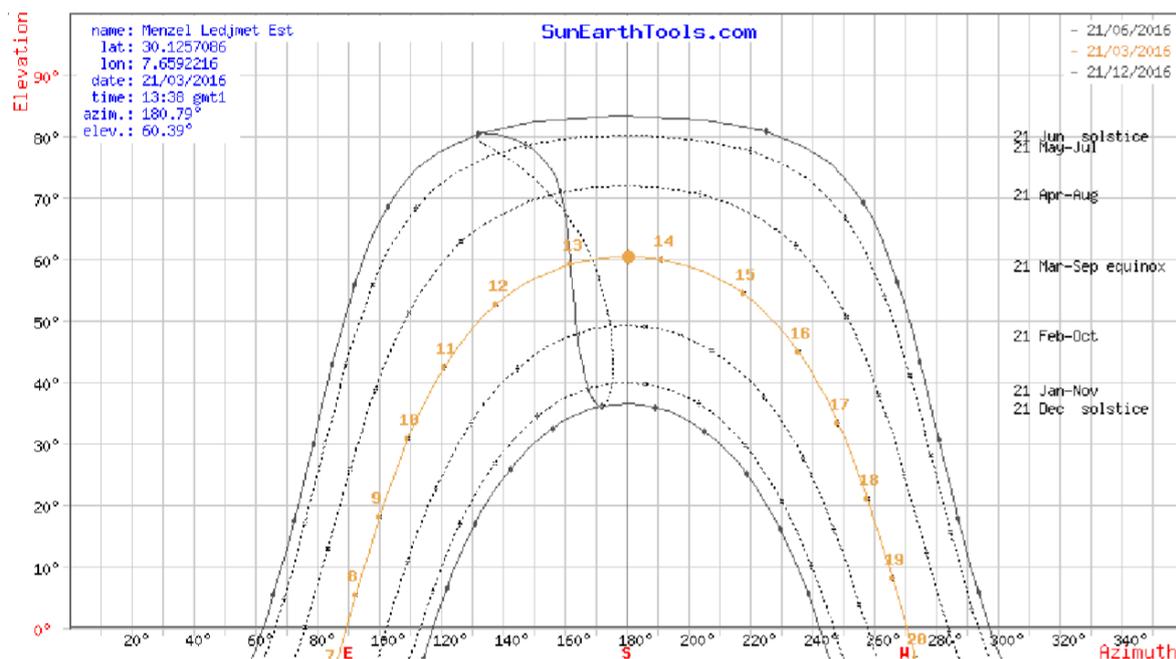
I valori di irradianza diretta, su una superficie orientata con inclinazione e direzione scelti, raccolti dal 2007 al 2016 sono stati mediati ora per ora nei 10 anni e si è valutata l'energia associata all'irradianza diretta giornalmente.

Si osserva la massima energia nei mesi primaverili ed estivi, la minima nei mesi autunnali ed invernali.

Le celle adottate nel dimensionamento sono del tipo Sunpower Serie X: X22-370, con alti valori di efficienza (22.7%) e bassa degradabilità con il tempo (perdita di efficienza del 0.2% annuo contro lo 0.5% o maggiore degli altri modelli in silicio cristallino).

Il coefficiente temperatura-potenza dei pannelli è stato reperito sulla scheda tecnica ed è pari a 0.0029: il pannello perde circa lo 0.29% dell'efficienza per ogni grado di aumento della temperatura del modulo.

Nei mesi primaverili ed estivi, i giorni hanno più ore di luce ed il sole è più alto nel cielo, ciò comporta che una maggiore quantità di energia raggiunga i pannelli giornalmente, mediamente di 4.6 kWh/(m²giorno). Nei mesi invernali, invece l'energia solare giornaliera si riduce, a mediamente 4.2 kWh/(m²giorno).



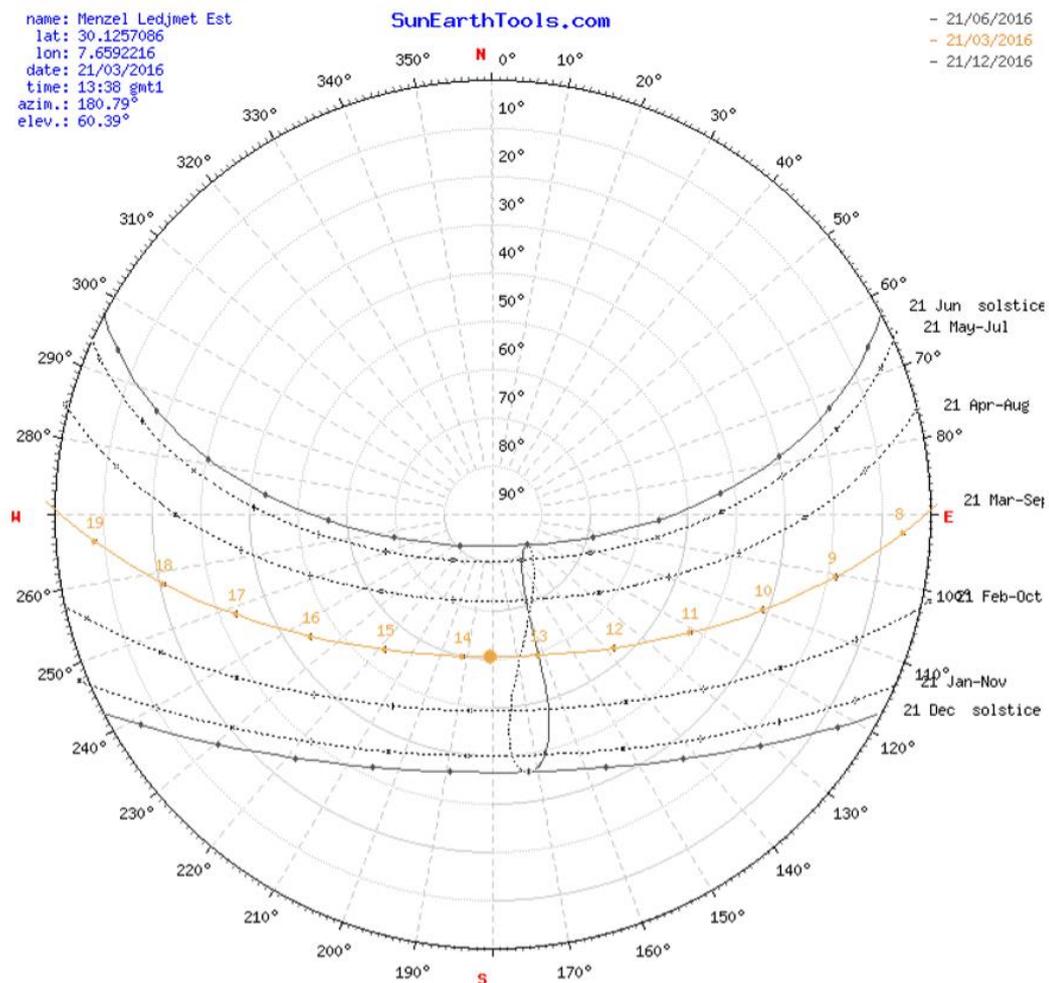


Figura 11: Carte solari elaborate per il sito MLE (30.1257 N; 7.6592 E)
(Elaborato tramite il software SunEarthTools_sunPath)

Le temperature ambientali, nei mesi estivi, di giorno superano i 45 °C, ciò inficia molto l'efficienza dei pannelli, che raggiunge valori minimi attorno al 10%. Quando le temperature sono inferiori ai 25 °C l'efficienza sale rispetto al valore fornito sulla scheda tecnica fino ad un massimo del 30%. Complessivamente, nonostante l'energia solare giornaliera aumenti nei mesi estivi la producibilità diminuisce per l'effetto non trascurabile della temperatura. A fronte di una produzione media di 897 Wh/(m²giorno) in autunno-inverno, si ha una produzione media di soli 805 Wh/(m²giorno) in primavera-estate.

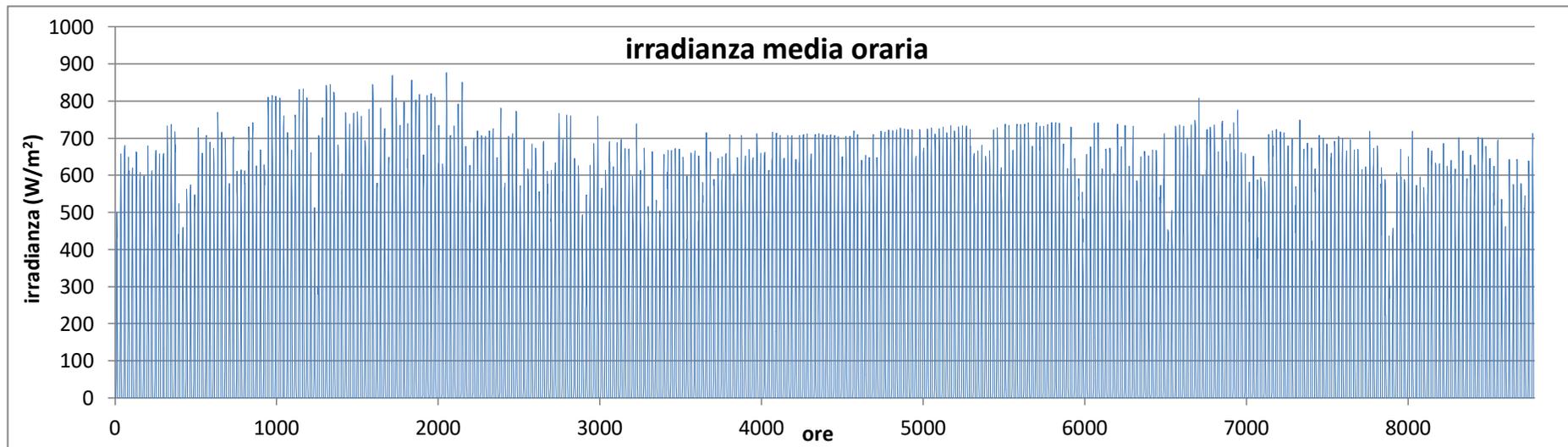


Figura 12: Andamento orario medio nei 10 anni dell'irradianza diretta

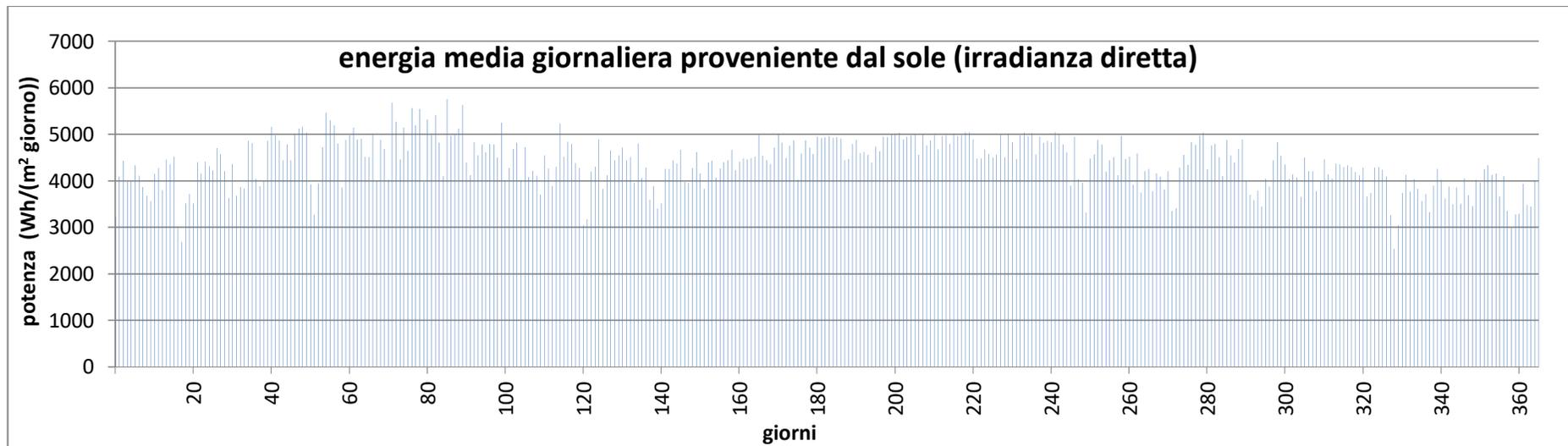


Figura 13: Irradianza solare diretta giornaliera (valore medio nei 10 anni)

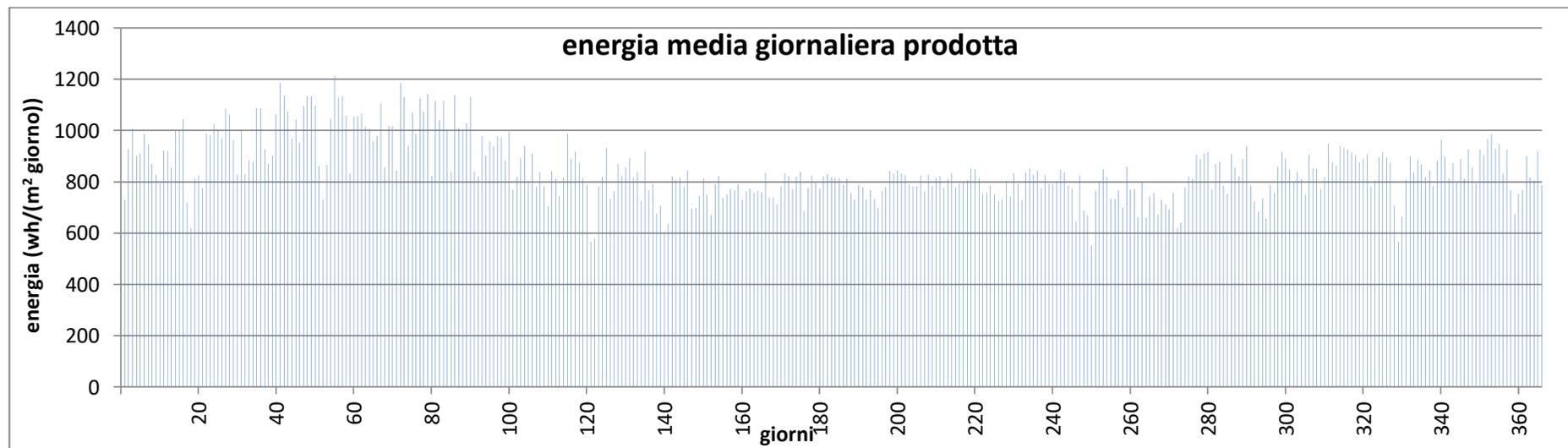


Figura 14: Energia media giornaliera prodotta (valore ottenuto moltiplicando il dato di irradianza per l'efficienza calcolata in funzione della temperatura e mediato nei 10 anni)

Risultati dell'analisi di producibilità effettuata: Parco eolico.

Si è scelto di adottare una pala Vestas V136-3.45, che viene fornita con altezze di 82, 112, 132, 149 m. Tale turbina è indicata per produzione in caso di classe del vento III o maggiore. Con velocità tendenzialmente basse si hanno comunque buone efficienze di conversione. Si è scelto di utilizzare la torre di altezza 112 m, in quanto la velocità del vento aumenta con l'aumentare dell'altezza rispetto al suolo, ma non si è ritenuto di scegliere la torre più alta per essere certi che l'intero rotore si trovi sempre al di sotto dello strato limite atmosferico. Inoltre, nel caso di bassa rugosità del suolo, il gradiente della velocità del vento è alto vicino al suolo e diminuisce molto con l'altezza.

Si è quindi valutata la velocità del vento a tale altezza e si è ottenuta, nell'arco dei 10 anni, la frequenza con cui dati intervalli di velocità si verificano.

La massima frequenza si ha per velocità del vento che vanno da 5 m/s a 6.5 m/s; la minima velocità registrata in 10 anni è di 0.014 m/s, la massima di 24.8 m/s. Il valore medio globale nell'arco dei 10 anni è di 6.3 m/s.

La producibilità media è stata valutata calcolando ora per ora, ogni anno, la potenza estraibile dalla turbina. Non essendo quella tra velocità del vento e produzione elettrica una relazione lineare, infatti, non è possibile utilizzare i valori di velocità media, poiché in questo modo si sottostimerebbe la producibilità. La media viene dunque effettuata a posteriori, tra le produzioni orarie e non tra le velocità del vento.

Per ogni anno è stato moltiplicato il valore di velocità del vento per quello di potenza associato, ricavato dalla curva di potenza della turbina. Si conosce la relazione velocità del vento - potenza estraibile per intervalli discreti di velocità del vento. Ogni velocità registrata è stata dunque associata ad un intorno, dell'ampiezza di 0.5 m/s, della velocità per cui si conosce la potenza prodotta.

La curva di potenza è stata ottenuta sul sito <https://en.wind-turbine-models.com/powercurves>.

La potenza di targa della turbina scelta è di 3450 W, la velocità di taglio inferiore è di 3 m/s, quella di taglio superiore di 22.5 m/s. Quando si raggiungono velocità maggiori di 22.5 m/s la turbina viene messa in stallo per motivi di sicurezza. La potenza di targa della turbina viene prodotta quando la velocità del vento raggiunge velocità maggiori di 10 m/s (velocità nominale).

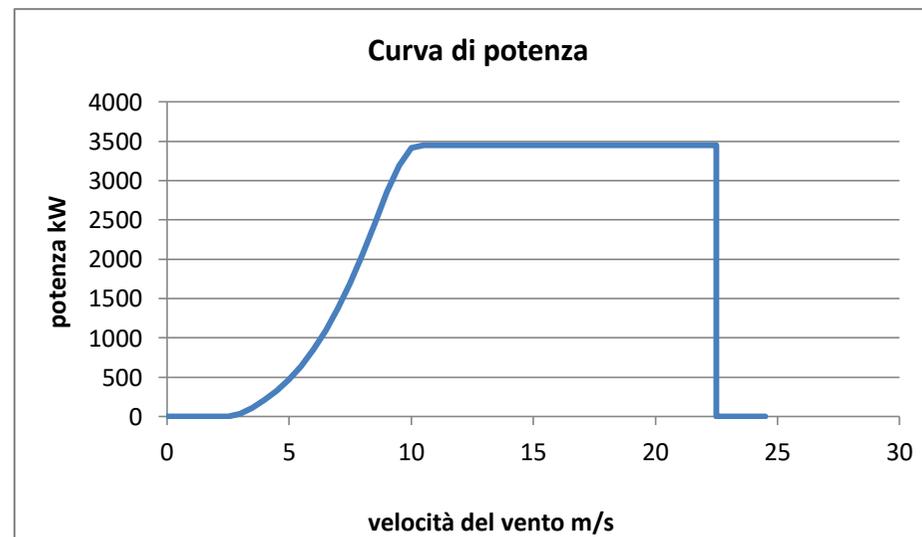
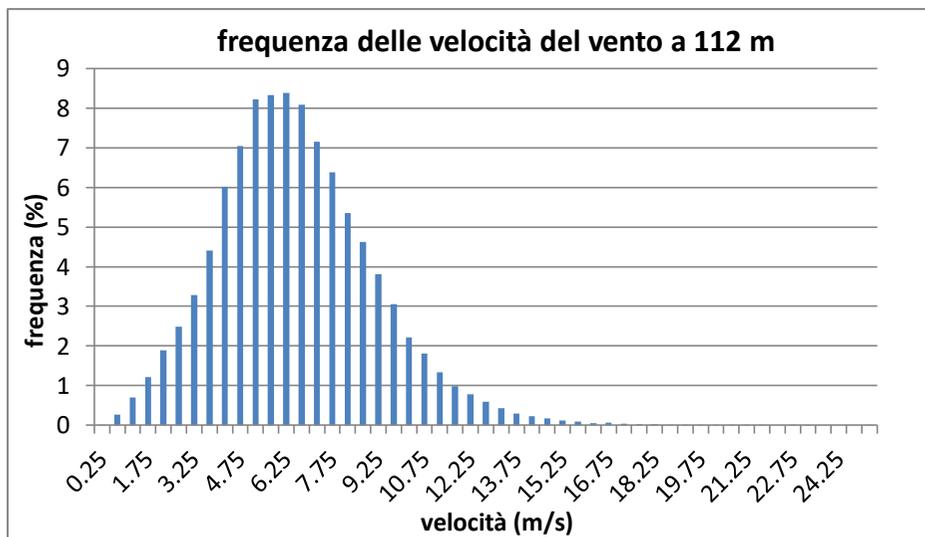


Figura 15: (a): Distribuzione in frequenza delle velocità del vento nei 10 anni.

(b): Curva di potenza della turbina.

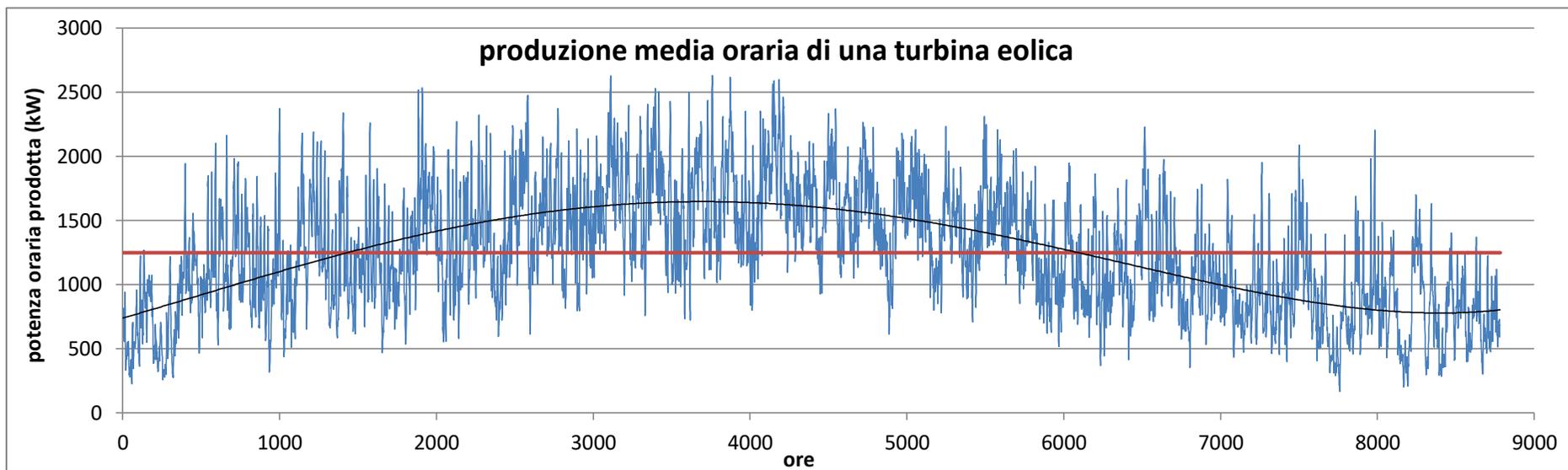


Figura 16: Andamento medio nei 10 anni della produzione elettrica di una turbina eolica. In rosso è rappresentata la produzione media annuale.

Analisi di complementarità delle fonti

Per quanto riguarda l'analisi della producibilità del sito, si è infine valutato se esista una complementarità stagionale nella producibilità delle due fonti considerate.

Il confronto viene fatto osservando le producibilità mensili dopo aver normalizzato rispetto alla producibilità annuale.

La producibilità da fonte fotovoltaica risulta mediamente maggiore nei primi mesi dell'anno, periodo in cui le basse temperature non inficiano l'efficienza dei pannelli, mentre la producibilità eolica è generalmente maggiore nei mesi primaverili ed estivi.

La produzione media complessiva, ipotizzando che ogni fonte contribuisca a coprire la metà del fabbisogno, ha dunque una minore variabilità stagionale rispetto alle due fonti prese separatamente, si ha una produzione circa stabile da febbraio ad agosto e, sempre stabile, ma inferiore, da settembre a gennaio.

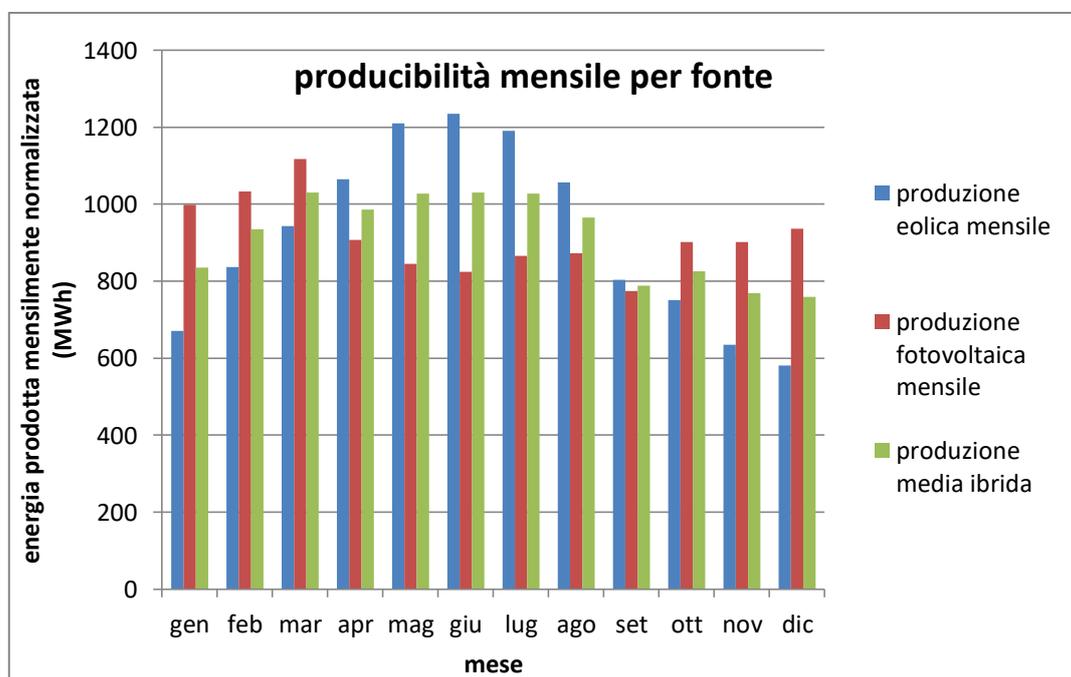


Figura 17: Istogramma della producibilità mensile media per fonte: in blu è rappresentata la fonte eolica (un aerogeneratore), in rosso la fonte fotovoltaica (35270 m² di pannelli, che annualmente producono quanto una turbina eolica), in verde la produzione ibrida dalle due fonti.

5. Dimensionamento dell'impianto di generazione ibrido a isola

Valutazione dell'ampiezza del parco eolico, fotovoltaico e di accumulo

In prima analisi sono stati valutati la metratura di pannelli fotovoltaici, il numero di aerogeneratori e la dimensione dei parchi di stoccaggio utilizzando un'analisi di "pinch-point" (Jacob et al, 2018).

In primo luogo, si stabilisce la durata del periodo di autonomia che il sistema deve garantire. Fino ad una durata pari a tale periodo il reattore deve poter essere alimentato anche in assenza di produzione elettrica. Il periodo di autonomia si valuta osservando le serie storiche di dati, ricercando il numero di ore complessive di assenza di produzione per le due fonti. La scelta potrà ricadere sul minimo dei due valori osservati. È un approccio cautelativo, in quanto in questo modo ci si pone nella condizione più sfavorevole, ipotizzando che il periodo di assenza di produzione nelle due fonti coincida, ossia che si abbia contemporaneamente assenza di vento e cielo coperto.

Secondo questo approccio si sono dimensionati i vari componenti, considerando che un solo giorno di produzione sia seguito dal numero di giorni di assenza massimo osservati sulle serie storiche. La produzione del primo giorno deve essere sufficiente a soddisfare il carico ed a saturare il sistema di accumulo, che nei giorni successivi deve sopperire alla mancanza di produzione.

Si è dunque scelto un giorno indicativo della produzione media nel periodo più sfavorevole per entrambe le fonti. Non necessariamente il giorno scelto deve essere lo stesso, ma deve essere rappresentativo del periodo.

Si procede valutando la produzione di energia elettrica cumulata complessiva (eolica + fotovoltaica) e la si confronta con la curva cumulata di carico. Per tutto il periodo di autonomia, si deve avere la curva di generazione maggiore o uguale alla curva di carico, in caso contrario, laddove la curva di generazione sia inferiore al carico, si avrebbe un fermo impianto.

Il valore di produzione elettrica estraibile da un impianto fotovoltaico, valutata in precedenza ora per ora, in base all'irradianza e alla temperatura del modulo, viene ulteriormente moltiplicato per un rendimento del 94% che considera:

- le perdite elettriche del sistema;

- il “mismatching”, ossia il non perfetto accoppiamento tra i moduli;
- le perdite dovute a parziali ombreggiamenti.

Il valore di potenza elettrica estraibile dalle turbine eoliche viene invece moltiplicato per un rendimento del 90% dovuto a:

- perdite elettriche;
- presenza del raddrizzatore di corrente. La potenza elettrica che fornisce la turbina è infatti in corrente alternata, mentre la batteria deve essere alimentata in CC.

Infine, la potenza agli utilizzatori viene fornita in corrente alternata, quindi sulla linea che va alle utenze si devono prevedere degli inverter. Si assume il rendimento degli inverter del 93%

Per un corretto dimensionamento del sistema di accumulo si deve infine considerare l'efficienza “round-trip” dell'accumulo stesso. Le perdite interne al sistema durante il processo di carica e di scarica rendono disponibile agli utilizzatori solo una percentuale dell'energia in ingresso. Il rapporto tra le due energie costituisce l'efficienza, che si è assunta pari a 0.80.

La curva cumulata di generazione viene quindi calcolata valutando $P_{ibrida,n}$ ora per ora.

Se $n < 24$ si usa la prima equazione. Dopo le prime 24 ore si considera la potenza generata nulla quindi la cumulata costante e pari a $P_{ibrida,24}$.

$$\begin{cases} P_{ibrida,n} = \eta_{Inv} \cdot \left(\sum_{i=1}^n N_{WT} \cdot P_{WT,i} \cdot \eta_{Rect} + \sum_{i=1}^n A_{PV} \cdot P_{PV,i} \cdot \eta_{PV,tot} \right) & \text{se } 1 < n < 24 \\ P_{ibrida,n} = P_{ibrida,24} & \text{se } n > 24 \end{cases}$$

Dove:

- N_{WT} è il numero di turbine eoliche.
- A_{PV} è l'area di celle fotovoltaiche.
- $P_{WT,i}$ e $P_{PV,i}$ sono rispettivamente la potenza prodotta all'ora i -esima da una turbina e da un m^2 di cella fotovoltaica.
- η_{Inv} è il rendimento dell'inverter
- η_{Rect} è il rendimento della linea che collega la turbina al sistema di controllo, comprensivo di perdite elettriche e del rendimento del raddrizzatore di carica.
- $\eta_{PV,tot}$ è il rendimento dell'impianto fotovoltaico, comprensivo di perdite elettriche, mismatching ed eventuali ombreggiamenti parziali.

Si confronta la curva cumulata di generazione con quella di carico, che è lineare, essendo il carico costante. Si calcola la curva di generazione iterativamente, incrementando di volta in volta il numero di turbine eoliche e la copertura di pannelli, fino ad ottenere il minimo numero di turbine e pannelli per cui si ha la curva di generazione sempre maggiore della curva di carico.

Si sceglie di far variare il numero di aerogeneratori e di pannelli mantenendo circa costante il loro rapporto, per cui ciascun impianto fornisca giornalmente circa la stessa energia.

Risultati dimensionamento

Osservando le serie di dati scaricati dal database PV-GIS, si può valutare il numero massimo di ore con assenza di produzione. Il massimo di giorni con assenza di radiazione diretta si verifica, negli anni presi in considerazione, nel 2011 ed è pari a 3 (73 ore). Il numero massimo di giorni consecutivi con vento al di sotto dei 3 m/s o maggiore di 22.5 m/s si verifica nel 2013 ed è di 2.7 giorni (64 ore di produzione nulla).

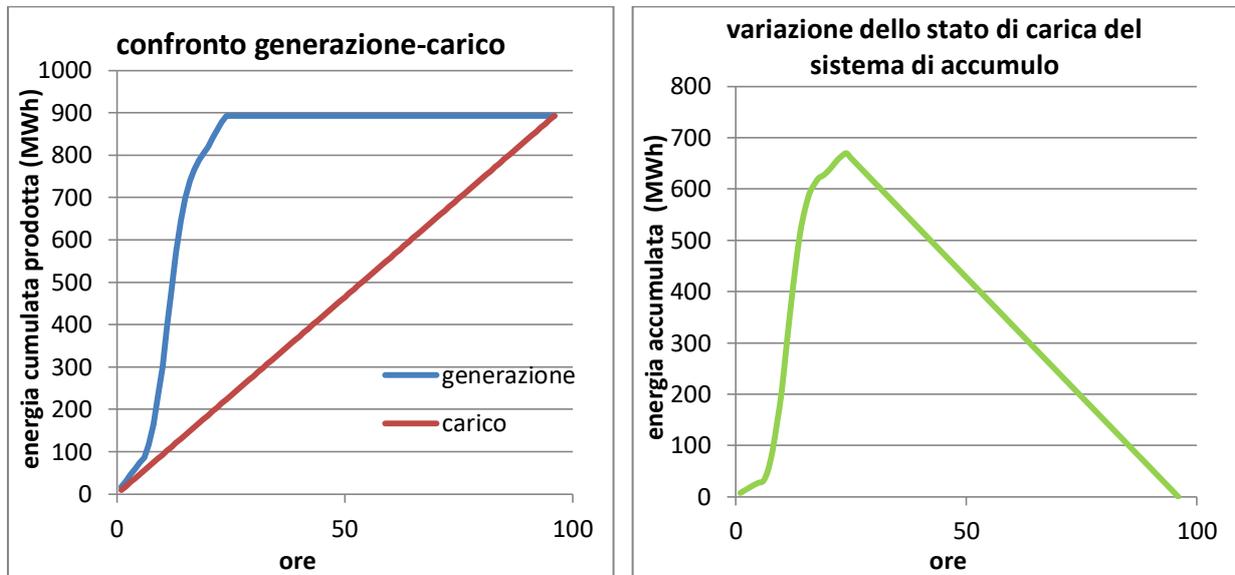
Si è deciso dunque di dimensionare, in primo luogo, l'impianto perché possa soddisfare il carico se un giorno di produzione è seguito da fino a 3 giorni di assenza di vento e sole.

La scelta della produzione giornaliera viene fatta in base ai giorni indicativi di una produzione media invernale.

La minima produzione giornaliera da fonte eolica si osserva tra la seconda metà di novembre e la prima metà di gennaio, con valore medio di 18 MWh/giorno per aerogeneratore, si tratta del 60% del valore medio annuale. Tra le produzioni medie giornaliere viene scelta quindi, ai fini del dimensionamento dell'impianto, quella del 28 dicembre, che maggiormente si avvicina alla media di producibilità dal 15 novembre al 15 gennaio (17.8 MWh/giorno). Analogamente si ricava nello stesso periodo autunno-invernale la produzione media fotovoltaica. La produzione media giornaliera nel periodo dal 15 novembre al 15 gennaio è di 860 Wh/(m²giorno), la produzione giornaliera che più si avvicina alla media si ha il 13 dicembre (856.8 Wh/m²giorno).

Si è dunque costruita la curva cumulata di generazione elettrica basandosi sul 13 dicembre per quanto riguarda la produzione fotovoltaica e sul 28 dicembre per l'eolica. Tale curva cumulata è stata calcolata iterativamente facendo variare di volta in volta il numero di aerogeneratori e l'area di copertura fotovoltaica finché non si è ottenuto che la curva di generazione fosse ogni ora maggiore di quella di carico.

Con un impianto di generazione composto di 30 aerogeneratori e di un'area di 59.5 ettari di celle fotovoltaiche le curve cumulate di carico e di generazione si incontrano dopo esattamente 3 giorni di totale assenza di produzione.



(a)

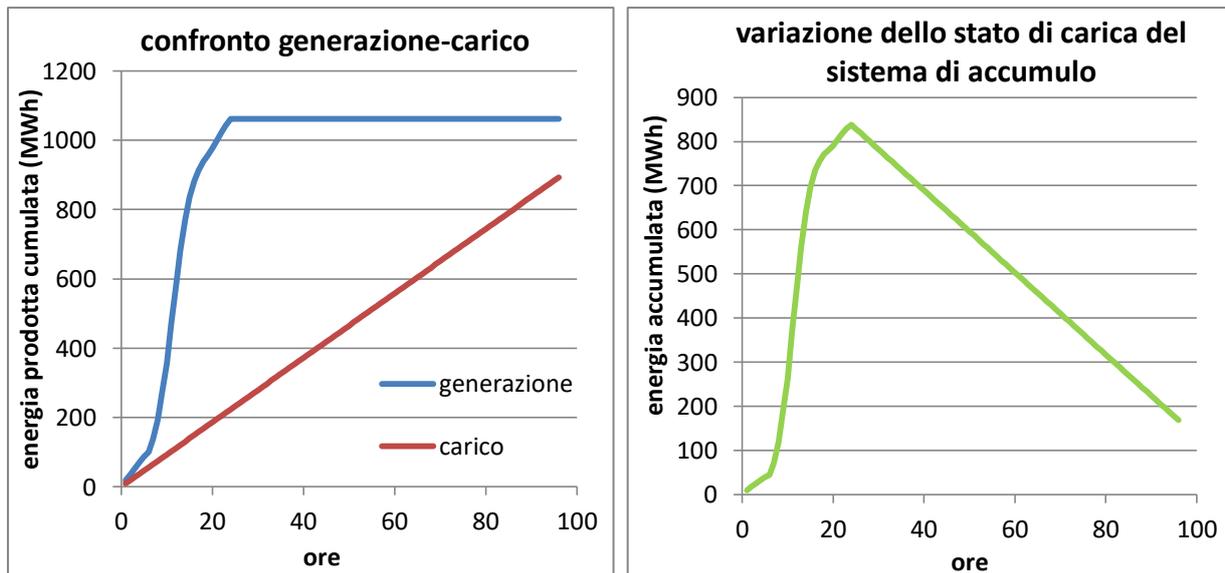
(b)

Figura 18: Curve cumulate di carico e generazione (a), andamento dello stato di carica nel sistema di accumulo (b), con tre giorni di autonomia in assenza di produzione.

Il valore ottenuto di 30 aerogeneratori e circa 60 ettari di pannelli va corretto per tener conto dell'efficienza del sistema di batterie.

Durante i giorni di assenza di produzione, infatti, il sistema di accumulo si scarica di 670 MWh ($9.3\text{MW} \cdot 24\text{h}/\text{giorno} \cdot 3\text{giorni}$). Considerando l'efficienza round-trip delle batterie, per poter assorbire dall'accumulo una potenza di 9.3 MW per tre giorni l'energia accumulata deve essere maggiore e pari a: $670/0.8 = 837\text{MWh}$.

Per poter accumulare una tale energia 30 aerogeneratori e 60 ettari non sono sufficienti, ma si deve incrementare tale numero fino ad ottenere, alla fine del primo giorno, il valore di accumulo desiderato. Tale condizione è possibile con 35 aerogeneratori e 72 ettari di copertura fotovoltaica. In questo modo in ingresso al sistema di accumulo in un giorno di produzione si possono avere 838 MWh, che assicurano i 670 MWh necessari all'utilizzatore.



(a)

(b)

Figura 19: Curve cumulate di carico e generazione (a), andamento dello stato di carica nel sistema di accumulo (b), con tre giorni di autonomia in assenza di produzione, corrette in base all'efficienza del sistema di accumulo.

Una tale estensione dell'impianto di generazione: 72 ettari di celle fotovoltaiche e 35 aerogeneratori non è coerente con un impianto ibrido ad isola per l'alimentazione di un reattore ad accrescimento algale. Si deve quindi procedere al dimensionamento adottando un approccio diverso. Il metodo utilizzato, infatti, è eccessivamente cautelativo, in quanto un sistema così dimensionato sarebbe in grado di sostenere il carico anche con soli 91 giorni di produzione all'anno. Qualora, come normalmente accade, l'impianto di generazione produca energia elettrica per diversi giorni consecutivi il primo giorno è sufficiente per ricaricare completamente il sistema di accumulo e tutta la extra produzione dei giorni successivi viene dispersa.

Si può dunque pensare di diminuire il numero di giorni di autonomia impostato.

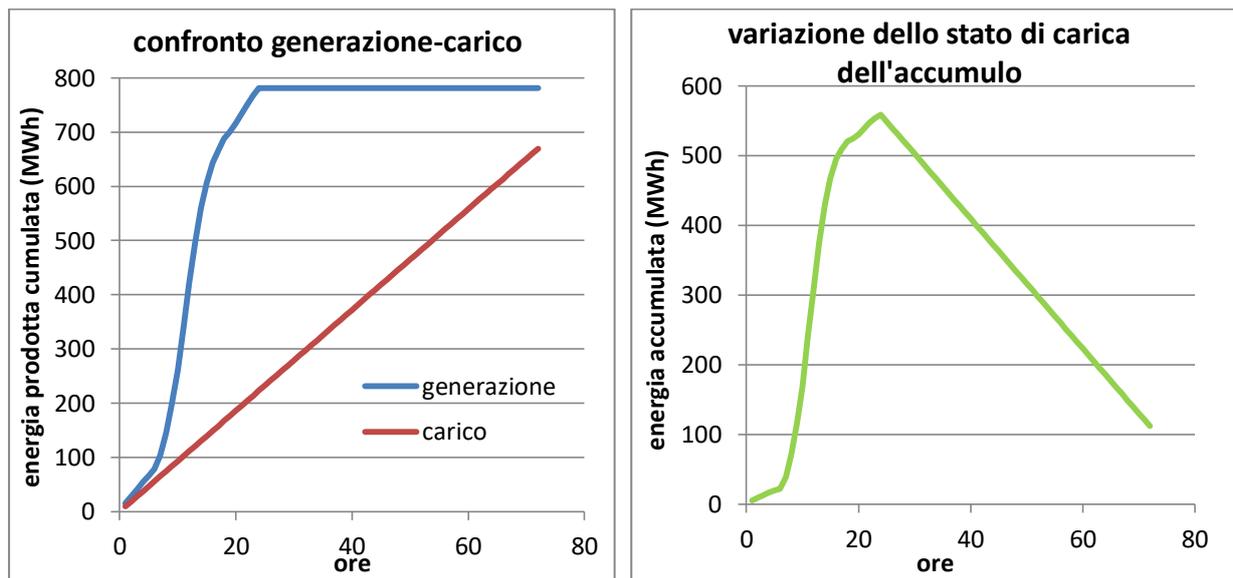
In questo caso si possono effettuare diverse considerazioni, per valutare come affrontare eventuali criticità, in cui il sistema di accumulo dimensionato non sia sufficiente per garantire la copertura del carico:

- Ipotesi 1: si prevede un sistema di accumulo a lungo termine, che intervenga quando l'accumulo di breve termine abbia raggiunto il livello minimo di carica.
- Ipotesi 2: non si prevedono ulteriori sistemi di accumulo, ma si cercano di prevedere, in base alle previsioni metereologiche, le situazioni che possono essere critiche per l'approvvigionamento in modo da far coincidere il fermo impianto necessario con

quello per gli interventi di manutenzione programmata, essendo i giorni a produzione nulla davvero esigui durante l'arco dell'anno.

Di seguito sono riportati i risultati ottenuti applicando il metodo di calcolo esposto precedentemente, ma diminuendo il numero di giorni di autonomia.

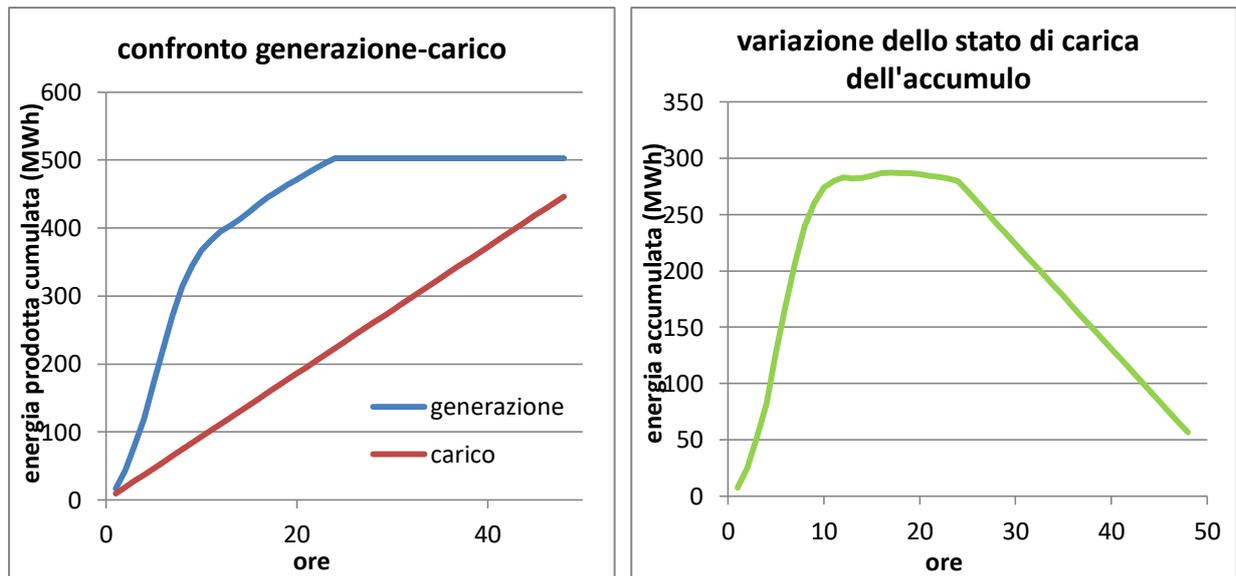
Con 27 aerogeneratori e 50.6 ettari di pannelli fotovoltaici si garantisce l'autonomia del sistema per 2 giorni di assenza di produzione. La massima energia che è necessario accumulare nel sistema di accumulo, per garantire tale autonomia, è di 558 MWh ($446.4/0.8$).



(a) (b)
Figura 20: Curve cumulate di carico e generazione (a), andamento dello stato di carica nel sistema di accumulo (b), con due giorni di autonomia in assenza di produzione, corrette in base all'efficienza del sistema di accumulo.

Riducendo ancora il periodo di autonomia a un giorno di mancata produzione si ottiene un numero minimo di 17 aerogeneratori e 33.3 ettari di pannelli fotovoltaici, sufficienti per sopprimere al carico e ricaricare il sistema di accumulo affinché alla ventiquattresima ora si abbia una carica accumulata disponibile di 279 MWh. Siccome in questo caso il valore di carica all'ora 24 non coincide con il massimo, il sistema va dimensionato per poter immagazzinare un'energia maggiore, che, come si osserva in figura, è di 287 MWh.

In questo caso, a differenza dei precedenti, si considera come ora zero non la mezzanotte del giorno precedente, ma l'ora del sorgere del sole. La sola produzione eolica di 17 aerogeneratori infatti non è sufficiente per coprire il carico nelle ore notturne. Si considera dunque come primo giorno di produzione l'intervallo di tempo che va dalle 6:00 alle 6:00 del giorno successivo.

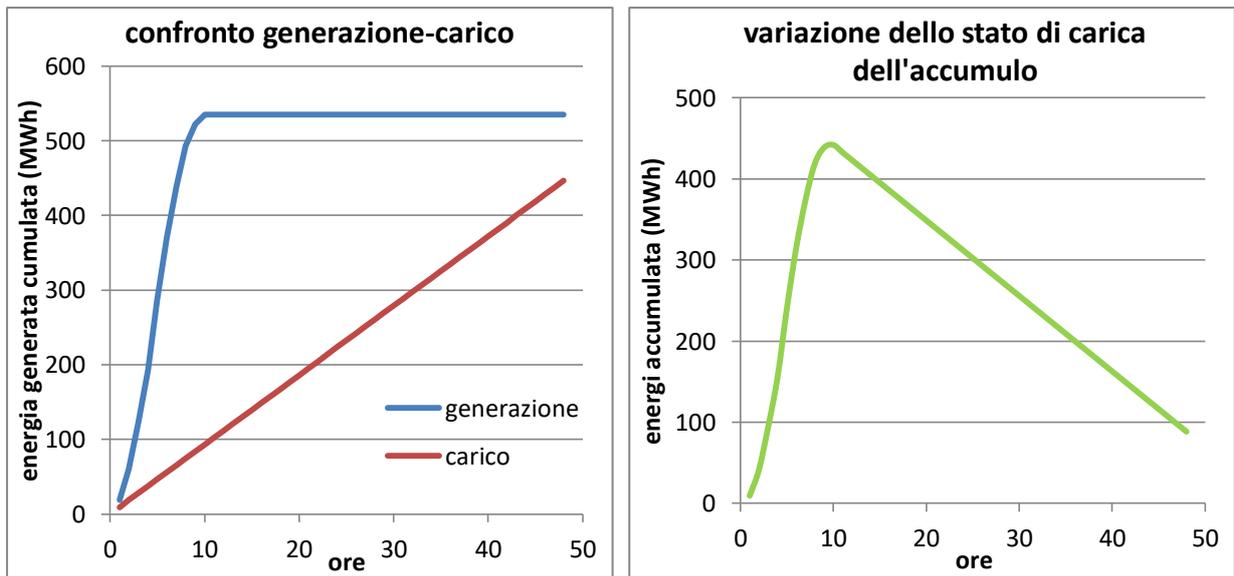


(a) (b)
Figura 21: Curve cumulate di carico e generazione (a), andamento dello stato di carica nel sistema di accumulo (b), con un giorno di autonomia in assenza di produzione, corrette in base all'efficienza del sistema di accumulo.

Per un confronto, mantenendo un giorno di autonomia, si sono valutate le dimensioni che dovrebbero assumere impianti a sola produzione fotovoltaica o solo eolica.

Si è valutata l'ampiezza di un impianto solo fotovoltaico che garantisca un'autonomia di un giorno con cielo coperto. Nell'arco di due giorni si considera che si abbia produzione solo nelle 10 ore di sole (nel periodo invernale) ed assenza di produzione per le successive 38 ore. Con un area di 59.6 ettari di pannelli si avrebbe l'intersezione tra la curva di carico e di produzione dopo 48 ore, ma, tenendo conto del rendimento non unitario dell'accumulo, tale area deve crescere fino a 71.4 ettari.

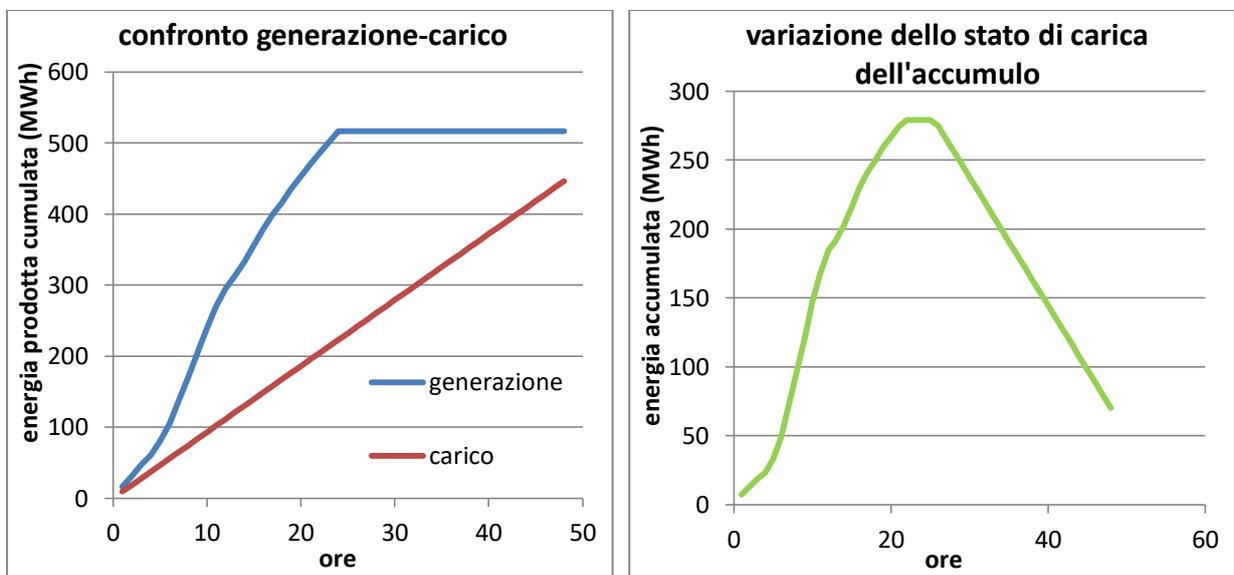
Il numero di aerogeneratori di un parco eolico in grado di alimentare il reattore per due giorni, immaginando che un giorno di produzione media autunno-invernale sia seguito da un giorno di assenza di produzione, è di 29.



(a)

(b)

Figura 22: Curve cumulate di carico e generazione (solo fotovoltaica) (a), andamento dello stato di carica nel sistema di accumulo (b), con un giorno di autonomia in assenza di produzione, corrette in base all'efficienza del sistema di accumulo.



(a)

(b)

Figura 23: Curve cumulate di carico e generazione (solo eolica) (a), andamento dello stato di carica nel sistema di accumulo (b), con un giorno di autonomia in assenza di produzione, corrette in base all'efficienza del sistema di accumulo.

Valutazione dello sfruttamento annuale dei sistemi di accumulo

Per stabilire se sia opportuno adottare un secondo sistema di accumulo, per fronteggiare eventuali giorni di produzione non sufficiente a sopperire alla domanda di potenza, si valuta lo stato di carica del sistema di accumulo nell'arco dell'anno.

Il valore di carica accumulata all'interno del sistema di batterie viene calcolato ora per ora.

Ogni ora è possibile accumulare un'energia $E_{acc,i}$ pari alla differenza tra la produzione e il consumo (in kWh).

$$E_{acc,i} = N_{WT} \cdot P_{WT,i} \cdot \eta_{Rect} + A_{PV} \cdot P_{PV,i} \cdot \eta_{PV,tot} - P_{car,i}$$

Lo stato di carica del sistema di accumulo si valuta ora per ora come:

$$\begin{cases} E_{cumul,i} = E_{acc,i} + E_{cumul,i-1} & \text{se } E_{acc,i} + E_{cumul,i-1} < E_{acc,MAX} \\ E_{cumul,i} = E_{acc,MAX} & \text{se } E_{acc,i} + E_{cumul,i-1} > E_{acc,MAX} \end{cases}$$

Utilizzando la produzione oraria media nell'arco dell'anno (media dei 10 anni dal 2007 al 2016) si ottiene dunque l'andamento dello stato di carica delle batterie.

Considerando il caso di un impianto ibrido di generazione composto di 17 aerogeneratori e di 33.3 ettari di pannelli fotovoltaici si può osservare come l'accumulo di 287 MWh sia del tutto sufficiente. Esso entra in funzione solo fino a metà febbraio e dalla seconda metà di agosto. Per tutto il resto dell'anno la sola produzione eolica è sufficiente a coprire il fabbisogno energetico delle ore notturne, quando la produzione fotovoltaica è assente.

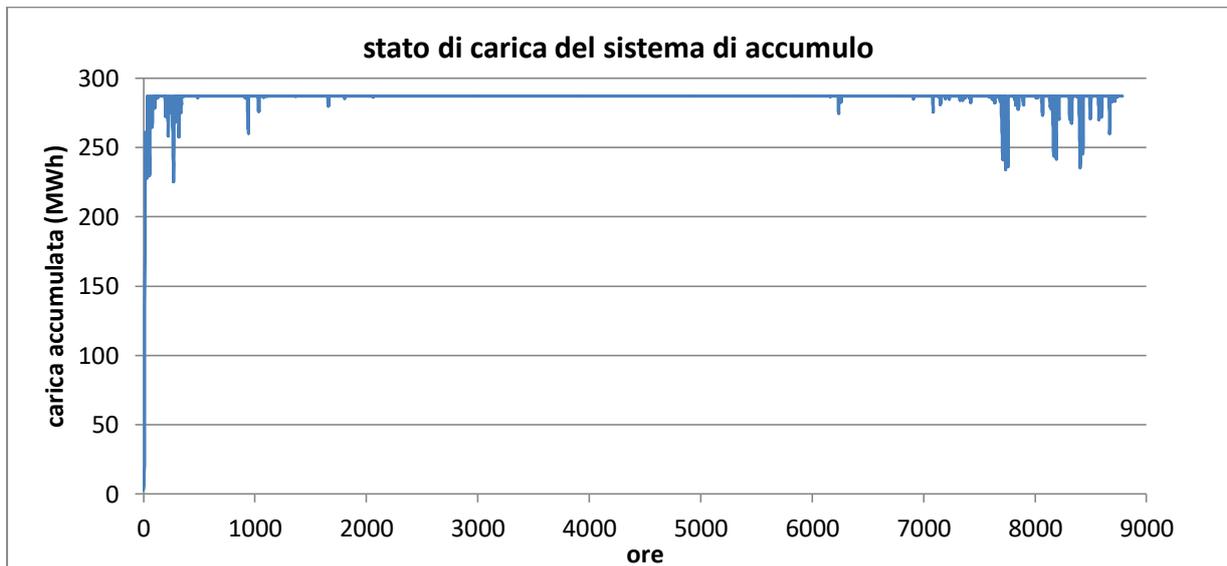


Figura 24: Andamento dello stato di carica del sistema di accumulo di capacità 287 MWh, considerando la produzione media dei 10 anni.

Per ottenere una visione più realistica dello sfruttamento dell'energia immagazzinata, sono stati considerati i dati annuali registrati, e non la media della producibilità sui 10 anni, che potrebbe dare indicazioni fuorvianti, smorzando i picchi.

Si è dunque considerata la producibilità da fonte rinnovabile nel 2012, anno con minore energia prodotta annualmente, tra quelli presi in considerazione. Il risultato che si può

osservare è uno sfruttamento del sistema di accumulo durante tutto l'anno, con più prelievi nei mesi invernali ed autunnali e meno nei mesi primaverili ed estivi, quando il contributo della fonte eolica è maggiore. Si osservano due momenti di criticità:

- il primo ad inizio anno, il primo gennaio infatti si ha una totale assenza di produzione eolica e, nel caso il sistema di accumulo sia scarico, il carico non può essere soddisfatto per le prime sette ore. Dalle otto del mattino si attiva la produzione fotovoltaica che è sufficiente per sopperire alla domanda di potenza dagli utilizzatori e a caricare il sistema di accumulo per la notte successiva. Il 2 inizia ad attivarsi anche la produzione eolica, dal 3 gennaio le due fonti producono contemporaneamente e il sistema di accumulo raggiunge il massimo della carica.
- Si ha un secondo caso critico il 19 novembre. Dalle 18:00 del 18 novembre alle 6:00 del 19 è necessario prelevare 70.3 MWh, considerando il rendimento del sistema di accumulo nella batteria dovrebbero essere immagazzinati 87.4 MWh. L'accumulo nelle batterie non è dunque sufficiente e tra le 5:00 e le 6:00 del 19 si avrebbe un fermo impianto per la mancanza di 3.4 MWh di approvvigionamento.

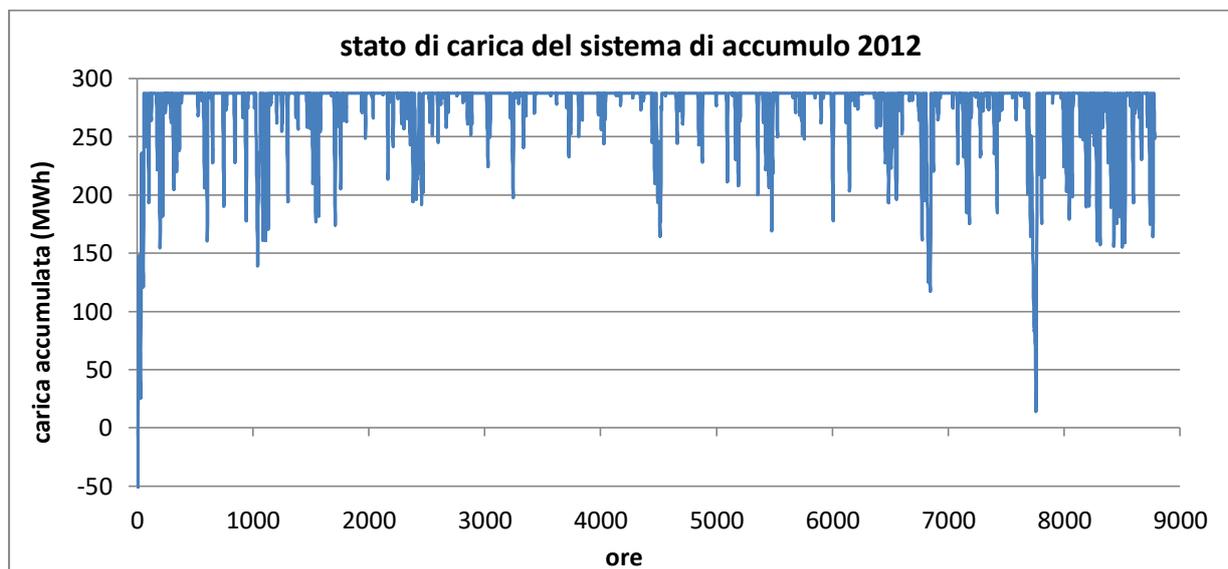


Figura 25: Andamento dello stato di carica del sistema di accumulo di capacità 287 MWh, considerando la produzione del 2012.

La stessa valutazione è stata effettuata per l'anno 2011, anno con il maggior numero di giorni consecutivi con assenza di produzione fotovoltaica. In questo anno, con il dimensionamento effettuato, non si avrebbero particolari criticità. L'impianto sarebbe sempre in grado di alimentare il reattore, eccezion fatta per le prime ore del primo gennaio in cui prima si

dovrebbe ricaricare il sistema di accumulo e successivamente collegare il carico, altrimenti non si produrrebbe sufficiente potenza.

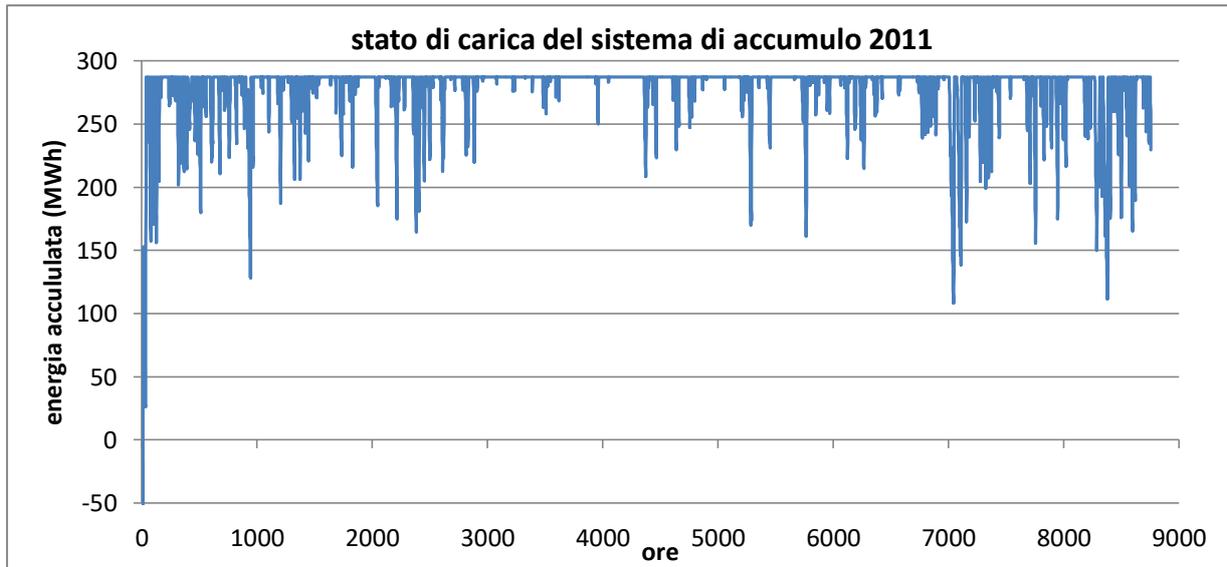


Figura 26: Andamento dello stato di carica del sistema di accumulo di capacità 287 MWh, considerando la produzione del 2011.

Infine, è stata presa in considerazione la produzione del 2013, anno con il maggior numero di giorni con assenza di vento. In questo anno si verificano valori critici di prelievo tra il sette ed il nove aprile. In questi tre giorni si richiedono 230 MWh al sistema di accumulo, per cui la carica presente non è sufficiente a coprire l'intero carico, ma, tra le tre e le quattro del mattino del 9 aprile, si avrebbe un fermo impianto per la mancanza di 2.3 MWh.

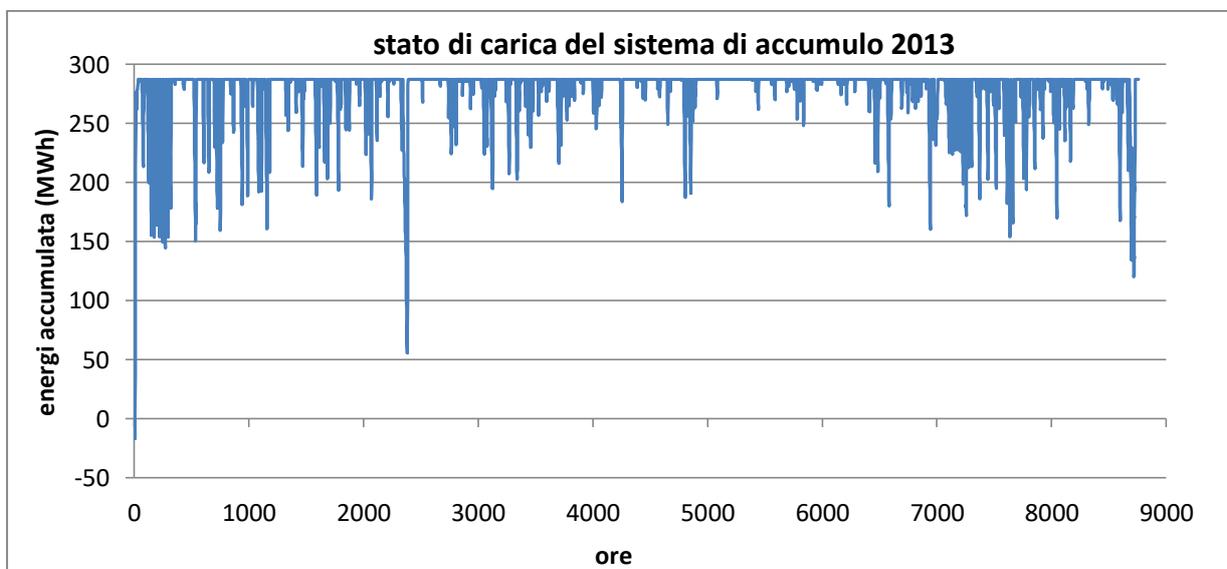


Figura 27: Andamento dello stato di carica del sistema di accumulo di capacità 287 MWh, considerando la produzione del 2013.

Dimensionando dunque il sistema con il minimo volume di accumulo affinché si abbia un giorno di autonomia si può incorrere nel fermo impianto generalmente una volta all'anno. Per evitare questa condizione si può prevedere di aumentare il volume di accumulo.

L'ipotesi di affiancare a questo un secondo sistema a lungo termine, che entri in funzione quando il primo abbia raggiunto lo stato di carica minimo, con questo tipo di dimensionamento, non sarebbe giustificato, si potrebbe pensare ad una soluzione di questo tipo nel caso si riduca ulteriormente l'autonomia del sistema a breve termine.

È stata presa in considerazione dunque l'ipotesi di un impianto con 9 aerogeneratori, 17.9 ettari di copertura fotovoltaica ed una capacità di accumulo di 103.4 MWh. Un tale sistema, in assenza di sistemi di accumulo ausiliari, non è in grado di fronteggiare giorni di assenza di produzione. L'accumulo è stato dimensionato solo per sopperire alla mancanza della quota di produzione fotovoltaica nelle ore notturne.

Utilizzando come valori di produzione orari la media dei 10 anni, si può già osservare come lo sfruttamento del sistema di accumulo aumenti, fino a portare al minimo il suo stato di carica per diverse ore nel periodo tra la seconda metà di ottobre e metà gennaio.

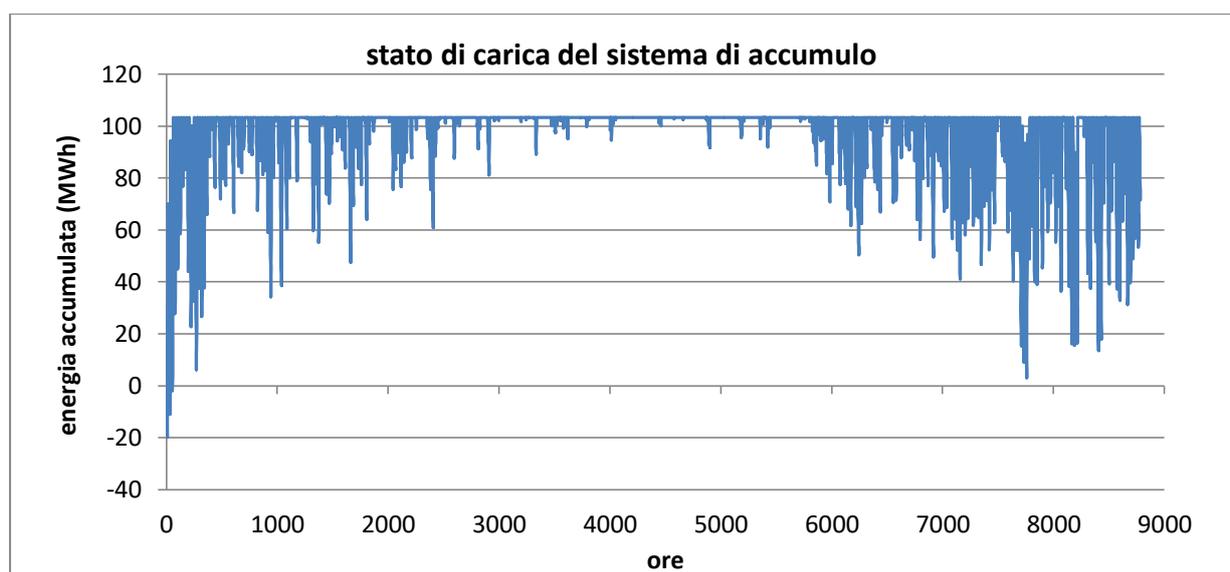
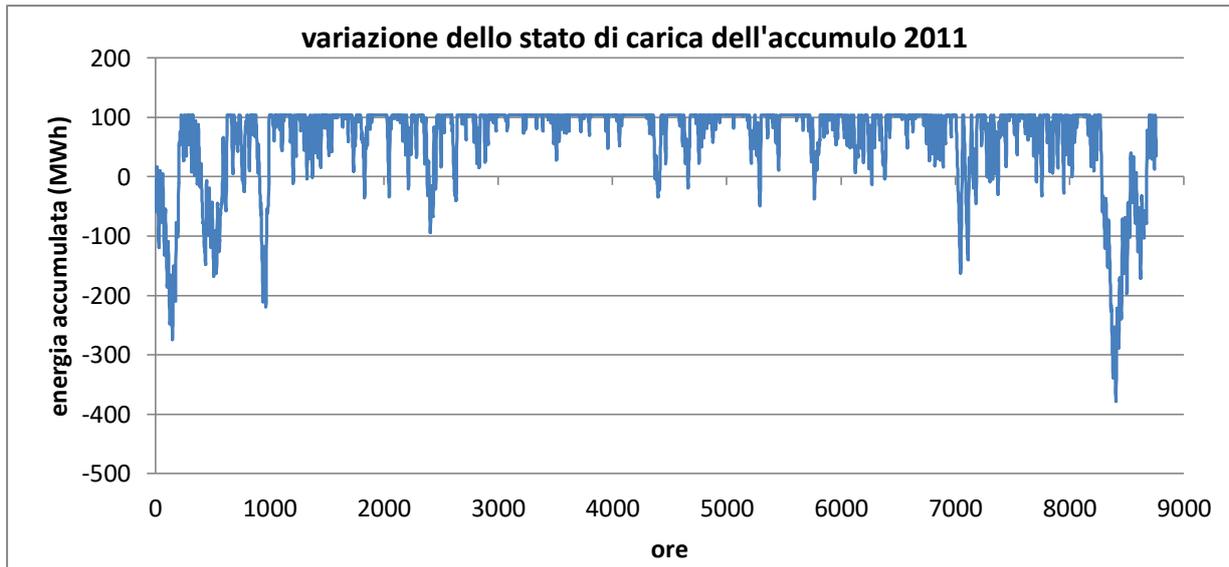
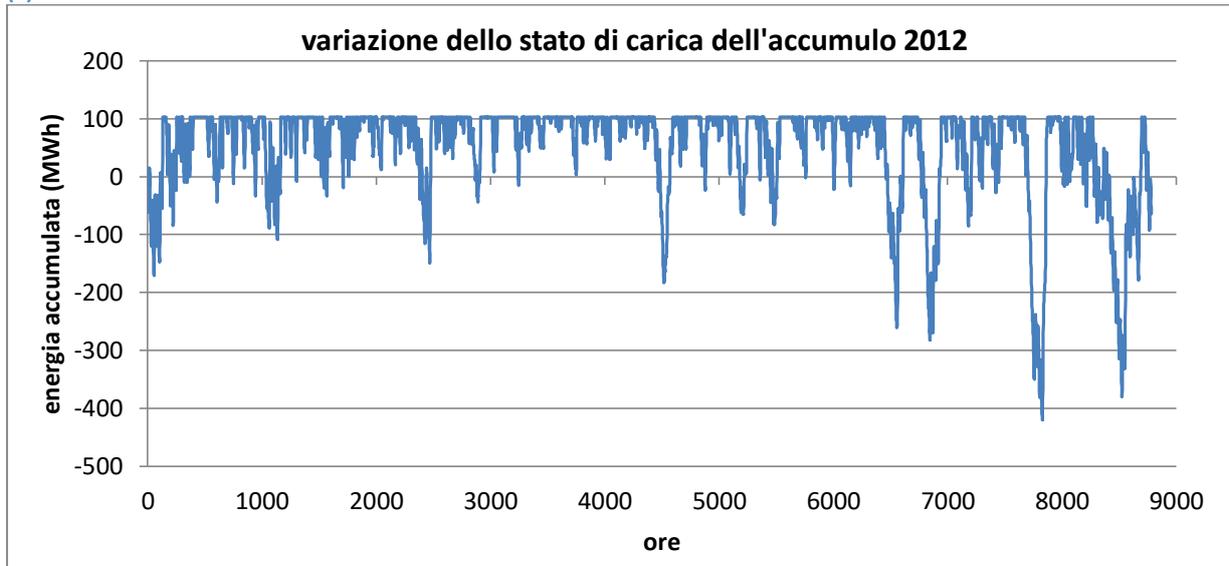


Figura 28: Andamento dello stato di carica del sistema di accumulo di capacità 103 MWh, considerando la produzione media dei 10 anni.

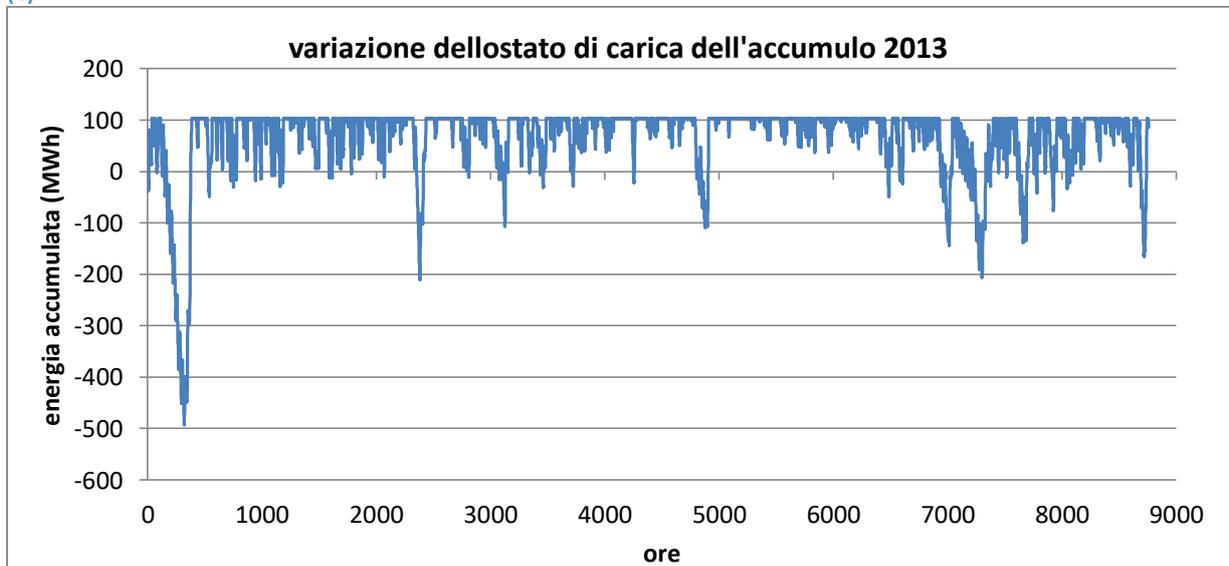
Utilizzando, come in precedenza, la produzione di tre anni tipici: il 2011, il 2012 ed il 2013 si può osservare più realisticamente la variazione dello stato di carica di un sistema di accumulo a breve termine. Un sistema di questo tipo risulta idoneo a smorzare i picchi, ma è del tutto insufficiente per garantire l'autonomia dell'impianto, anche nei mesi estivi. Si deve dunque in questo caso introdurre un sistema di accumulo stagionale.



(a)



(b)



(c)

Figura 29: andamento dello stato di carica del sistema di accumulo di capacità 103 MWh, considerando la produzione del 2011 (a), del 2012 (b), del 2013 (c).

Valutazione dello stato di carica di un sistema di accumulo stagionale

Il sistema di controllo gestisce i flussi di energia nel seguente modo.

Se la potenza prodotta è superiore a quella richiesta dal reattore:

- se l'accumulo a breve termine non è completamente carico, e la somma dell'energia in eccesso e di quella accumulata nell'accumulo a breve termine (sistema di batterie) è inferiore al massimo stato di carica, l'intera potenza prodotta in eccesso viene indirizzata all'accumulo di breve termine;
- se l'accumulo a breve termine non è completamente carico, ma la somma dell'energia in eccesso e di quella accumulata nell'accumulo è maggiore del massimo stato di carica accumulabile, parte della potenza prodotta in eccesso viene indirizzata all'accumulo di breve termine fino a saturarlo, la restante parte può essere indirizzata all'accumulo di lungo termine o dissipata;
- se l'accumulo a breve termine è completamente carico, la potenza in eccesso può essere indirizzata all'accumulo a lungo termine fino a saturarlo, o, in caso quest'ultimo sia carico, venire dissipata;

Se la potenza prodotta è inferiore a quella richiesta dal reattore:

- se l'accumulo a breve termine è in grado di sopperire al carico (l'energia accumulata al suo interno è maggiore di quella richiesta dal carico), il sistema di controllo preleva potenza dal sistema di batterie;
- se l'accumulo a breve termine non è sufficientemente carico per garantire la potenza richiesta agli utilizzatori, il sistema interverrà prelevando potenza dall'accumulo a lungo termine;
- qualora neanche l'accumulo a lungo termine sia sufficientemente carico per fronteggiare la domanda energetica si incorrerebbe nel fermo impianto (ipotesi da evitare).

Analiticamente si è proceduto nel seguente modo, discretizzando il sistema in intervalli temporali di un ora.

$$\begin{cases} E_{accII,i} = (E_{prod,i} - E_{ass,i}) - (E_{accI,MAX} - E_{cumulI,i-1}) & \text{se } E_{cumulI,i-1} + E_{accI,i} > E_{accI,MAX} \\ E_{accII,i} = (E_{prod,i} - E_{ass,i}) + (E_{cumulI,i-1} - E_{accI,MIN}) & \text{se } E_{cumulI,i-1} + E_{accI,i} < E_{accI,MIN} \end{cases}$$

Dove:

- $E_{accI,i}$ è l'energia accumulata o sottratta ora per ora al sistema di accumulo a lungo termine;
- $E_{prod,i}$ ed $E_{ass,i}$ sono rispettivamente i valori orari di energia prodotta dal sistema di generazione e assorbiti dal reattore;
- $E_{accI,MAX}$ ed $E_{accI,MIN}$ sono i valori massimi e minimi dell'accumulo a breve termine. Si intende, in questo caso, come massimo il massimo di energia cumulata in ingresso al sistema e come minimo il 20% di tale valore, ipotizzando che il 20% dell'energia in ingresso venga dispersa per le perdite round-trip del sistema di accumulo.
- $E_{cumull,i-1}$ è l'energia accumulata nel sistema a breve termine nell'ora (i-1)-esima;
- $E_{accI,i}$ è la differenza ora per ora tra l'energia prodotta e quella richiesta dal sistema:
($E_{prod,i} - E_{ass,i}$)

Nel caso si abbia eccesso di produzione è valida la prima equazione, con ricarica dell'accumulo a lungo termine, in caso di difetto di produzione la seconda, con prelievo dall'accumulo a lungo termine, in tutti gli altri casi l'accumulo a lungo termine non interviene.

Anche in questo caso il rendimento del sistema di accumulo non è unitario. Se si decide di adottare un sistema ad idrogeno il rendimento può essere assunto del 44%. Tale rendimento è il prodotto dei rendimenti dell'elettrolizzatore e della cella a combustibile, dove $\eta_{eletttr} = 80\%$ e $\eta_{f.cell} = 55\%$ (Zhang et al. 2018).

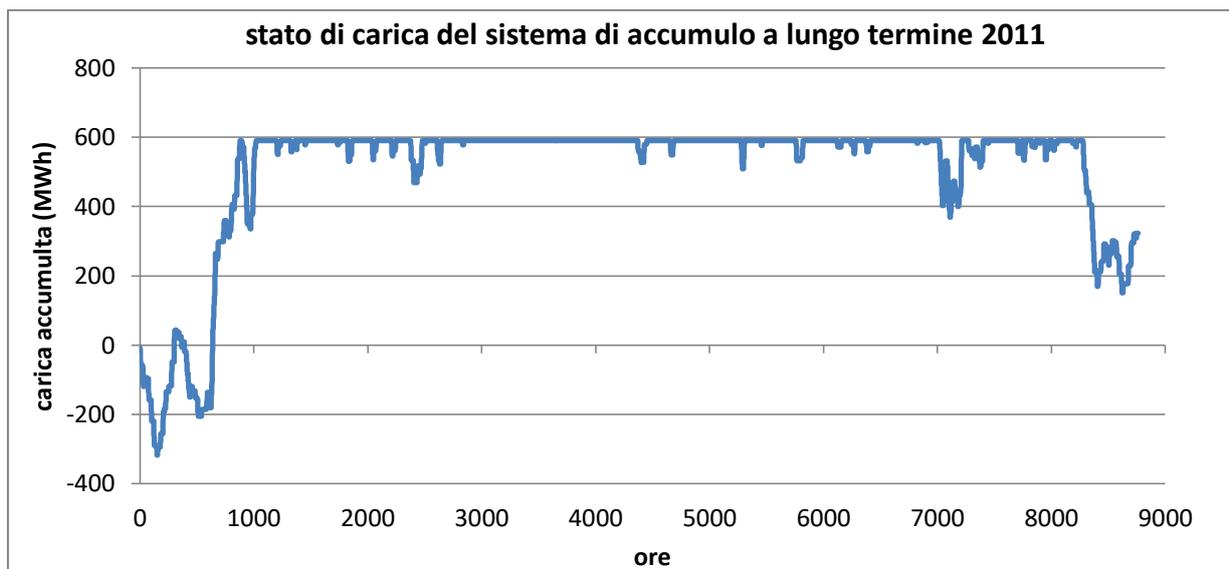
È stato calcolato il volume di accumulo a lungo termine necessario affinché, nel corso di un anno, esso possa sempre garantire il soddisfacimento del carico e, come in precedenza, si sono presi in considerazione gli anni 2011, 2012, 2013.

Nel 2011 l'accumulo necessario risulterebbe di 590 MWh. Esso si scarica completamente tra il mese di dicembre ed il mese di gennaio, durante il resto dell'anno si mantiene a livelli che oscillano tra i 400 ed i 590 MWh. È stato dimensionato l'accumulo di 590 MWh, perché questo volume consente di giungere al 31 dicembre con 323 MWh di energia ancora accumulata. In tal modo si garantisce il soddisfacimento del carico anche durante il picco negativo, che, secondo questo andamento, si verificherebbe in gennaio. A gennaio infatti si assorbono un massimo di 319 MWh, se l'accumulo residuo dell'anno precedente è in grado di coprire il fabbisogno in quel periodo, non si avrà il fermo impianto.

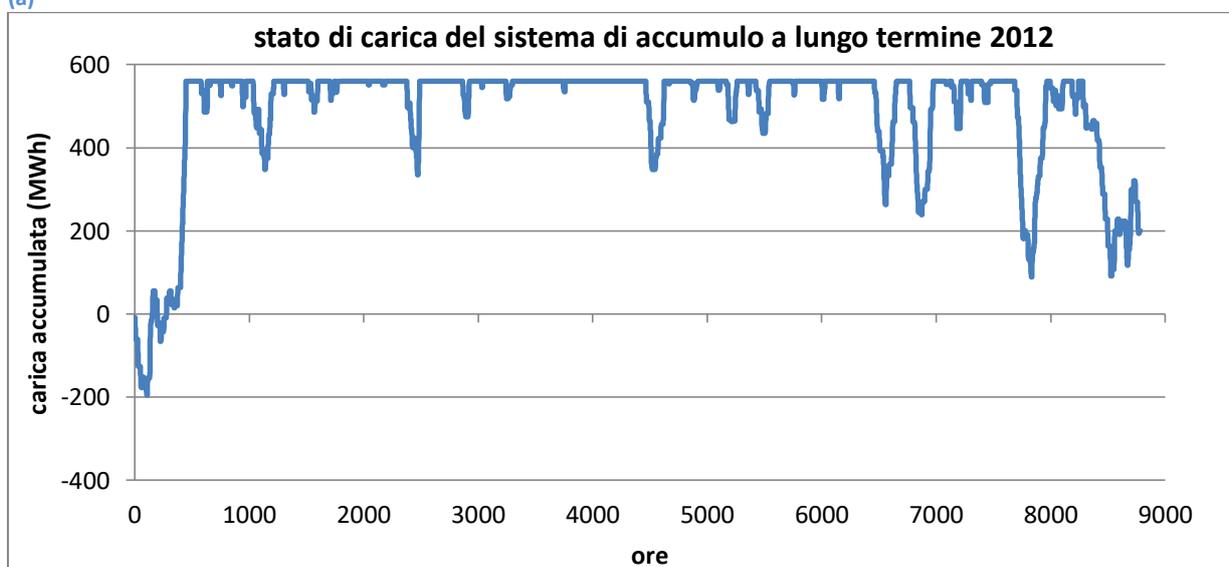
Adottando le stesse considerazioni esposte in precedenza nel 2012 sarebbe sufficiente un accumulo da 560 MWh. Anche in questo caso si avrebbero prelievi maggiori nei mesi invernali e durante il resto dell'anno lo stato di carica di tale sistema di accumulo oscillerebbe tra i 300 e i 560 MWh.

Infine, si è considerato il 2013, la capacità di accumulo minima necessaria quest'anno risulta di 510 MWh. In questo caso il sistema di accumulo si scaricherebbe completamente ad inizio anno, nel mese di gennaio, e nel resto dell'anno si manterrebbe tra 200 e 510 MWh.

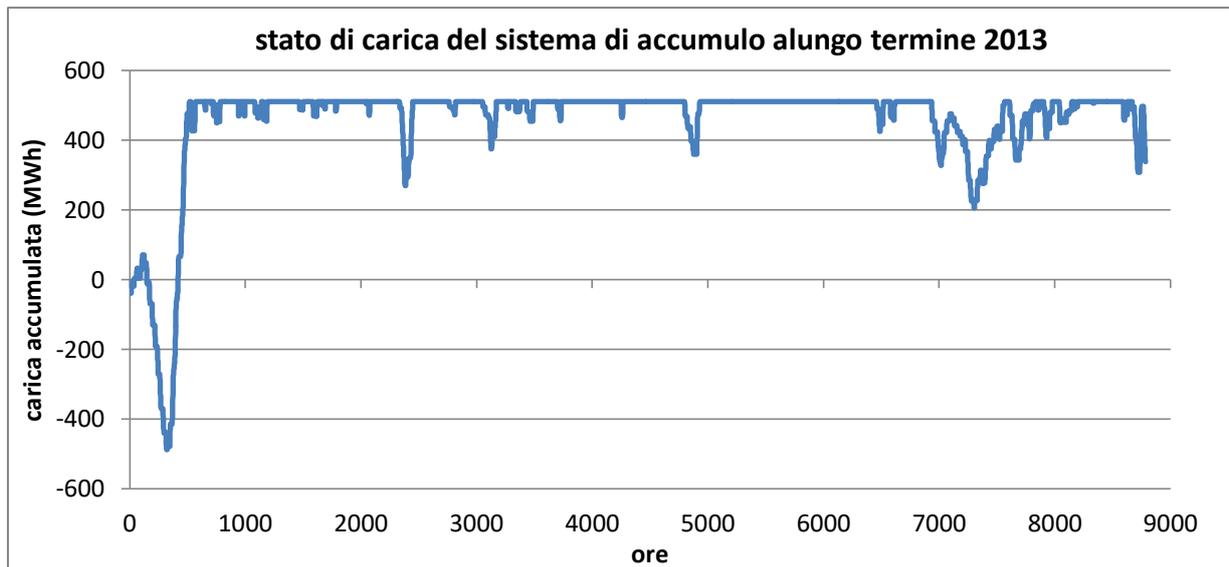
Osservando i risultati ottenuti si può optare per la scelta di un volume di accumulo che vari tra i 510 e gli 590 MWh.



(a)



(b)



(c)
Figura 30: andamento dello stato di carica del sistema di accumulo a lungo termine, considerando la produzione del 2011 (a), del 2012 (b), del 2013 (c).

6. Conclusioni

Il sistema di crescita microalgale, che potrebbe essere realizzato presso il sito ENI di MLE, preso in esame in questo studio, è un progetto molto ambizioso. Altri reattori con queste taglie progettati con lo scopo primario di assorbire anidride carbonica non esistono e questo ha posto alcune notevoli sfide dal punto di vista dell'approvvigionamento energetico. È infatti richiesto un sistema stand-alone 100% rinnovabile; per massimizzare lo scopo di cattura della CO₂ si è infatti scelto di non collegare il sistema ad alcun elettrodotto, né di prevedere alcun sistema di approvvigionamento ausiliario a combustibili fossili.

Sistemi ibridi stand-alone sono relativamente diffusi, ma generalmente sono dimensionati per alimentare piccole attività produttive o villaggi isolati, per cui sarebbe disagevole un collegamento ad una rete elettrica nazionale. Il caso preso in esame non può essere equiparato a queste condizioni per la grande taglia: assorbe una potenza di 9.3 MW costante per un totale di 81.5 GWh/anno.

L'analisi di fattibilità effettuata ha prodotto un esito positivo.

È possibile dimensionare un impianto ibrido di produzione elettrica stand-alone rinnovabile dotato di parchi eolici, parchi fotovoltaici e sistemi di accumulo per alimentare tale reattore.

Il primo risultato ottenuto è relativo ai vantaggi di un sistema ibrido. La producibilità da fonte fotovoltaica, contrariamente alle aspettative, scende nei mesi estivi, a causa della riduzione del rendimento dei pannelli per le alte temperature raggiunte. La produzione eolica, al contrario, è massima proprio nei mesi estivi. Utilizzando una fonte ibrida si può dunque, nel caso in questione, ridurre la variabilità stagionale della produzione. La presenza di un impianto ibrido, inoltre, permette di ridurre i giorni di autonomia richiesti dal sistema consentendo di prevedere un sistema di accumulo di taglia ridotta.

Per quanto riguarda il dimensionamento si sono adottati diversi approcci, i risultati ottenuti portano ad ipotizzare come più idonee le seguenti alternative:

- a. Sistema con parco fotovoltaico dotato di 33.3 ettari di pannelli, parco eolico dotato di 17 aerogeneratori e sistema di accumulo formato da batterie al litio in grado di immagazzinare 287 MWh.

- b. Sistema con parco fotovoltaico dotato di 17.9 ettari, parco eolico dotato di 9 aerogeneratori e due sistemi di accumulo; quello a breve termine in grado di immagazzinare 103.4 MWh e quello a lungo termine con una capacità di 590 MWh.

Nel caso si adotti l'alternativa a. il sistema di accumulo dimensionato è sufficiente per garantire il soddisfacimento della domanda di potenza tutto l'anno. Nel caso si abbia un susseguirsi di giornate a scarsa produzione il sistema potrebbe entrare in crisi, in tal caso si avrebbe un fermo impianto. Si può ovviare a tale condizione immaginando di prevedere una maggiore capacità di accumulo, oppure cercando di prevedere i periodi critici, in base alle previsioni metereologiche, per sfruttare il fermo impianto per effettuare la manutenzione del sistema.

L'alternativa b. prevede di ridurre l'ampiezza dell'impianto di generazione grazie all'introduzione di un sistema di accumulo stagionale, che sopperisca alla mancanza di produzione durante i mesi invernali. Anche in questo caso tale dimensionamento dovrebbe essere sufficiente a soddisfare la richiesta di potenza elettrica tutto l'anno.

La scelta potrebbe ricadere su una o sull'altra alternativa in base a diverse considerazioni:

- costo del kWh prodotto;
- spazio occupato dagli impianti (per quanto riguarda lo spazio occupato dai pannelli fotovoltaici si possono sfruttare anche i tetti delle strutture per un totale di 6.4 ettari);
- grado di complicazione dell'impianto e facilità di gestione.

Bibliografia

- Working group IPCC “IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation” (2011)
- Working group IPCC “Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability” (2014)
- Working group IPCC “Global warming of 1.5 °C” IPCC, Switzerland (2018)
- Schimel, David, et al. “Radiative forcing of climate change.” *Climate change 1995: The science of climate change* cap 6 V. Ramaswamy et al. (1996)
- Zhu, Jialei, et al. “Decrease in radiative forcing by organic aerosol nucleation, climate, and land use change.” *Nature communications* (2019)
- Metz, Bert, et al. “IPCC special report on carbon dioxide capture and storage”, IPCC Geneva, Switzerland (2005).
- Zaman, Muhammad, and Jay Hyung Lee. “Carbon capture from stationary power generation sources: A review of the current status of the technologies.” *Korean Journal of Chemical Engineering* (2013)
- Bhola, Virthie, et al. “Overview of the potential of microalgae for CO₂ sequestration.” *International Journal of Environmental Science and Technology* (2014)
- Singh, R. N., and Shaishav Sharma. “Development of suitable photobioreactor for algae production—A review.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (2012)
- Zhou, Wenguang, et al. “Bio-mitigation of carbon dioxide using microalgal systems: advances and perspectives.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (2017)
- Kaldellis, John K., ed. *Stand-alone and hybrid wind energy systems: technology, energy storage and applications*. Elsevier, 2010.
- Notton, Gilles. “Hybrid wind-photovoltaic energy systems.” In *Stand-Alone and Hybrid Wind Energy Systems*.

- Jacob, Ammu Susanna, Rangan Banerjee, and Prakash C. Ghosh. "Sizing of hybrid energy storage system for a PV based microgrid through design space approach." *Applied energy* (2018)
- Singh, Girish Kumar. "Solar power generation by PV (photovoltaic) technology: A review." *Energy* (2013)
- Koehl, Michael, et al. "Modeling of the nominal operating cell temperature based on outdoor weathering." *Solar Energy Materials and Solar Cells* (2011)
- Aberle, A. G., S. R. Wenham, and M. A. Green. "A new method for accurate measurements of the lumped series resistance of solar cells." *Conference Record of the Twenty Third IEEE Photovoltaic Specialists Conference-1993* (1993)
- Raafat, S. M., and Rajaa Hussein. "Power Maximization and Control of Variable-Speed Wind Turbine System Using Extremum Seeking." *Journal of Power and Energy Engineering* (2018)
- Etacheri, Vinodkumar, et al. "Challenges in the development of advanced Li-ion batteries: a review." *Energy & Environmental Science* (2011)
- Scrosati, Bruno, and Jürgen Garche. "Lithium batteries: Status, prospects and future." *Journal of power sources* (2010)
- Edwards, Peter P., et al. "Hydrogen and fuel cells: towards a sustainable energy future." *Energy policy* (2008)
- Zhang, Z., et al. "Novel energy management method for suppressing fuel cell degradation in hydrogen and electric hybrid energy storage systems compensating renewable energy fluctuations." *International Journal of Hydrogen Energy* (2018)
- Escudero Escribano, María. "Electrocatalysis and surface nanostructuring: atomic ensemble effects and non-covalent interactions." (2011)
- Zeng, Kai, and Dongke Zhang. "Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications." *Progress in energy and combustion science* (2010)

- Santos, Diogo MF, César AC Sequeira, and José L. Figueiredo. “Hydrogen production by alkaline water electrolysis.” *Química Nova* (2013)

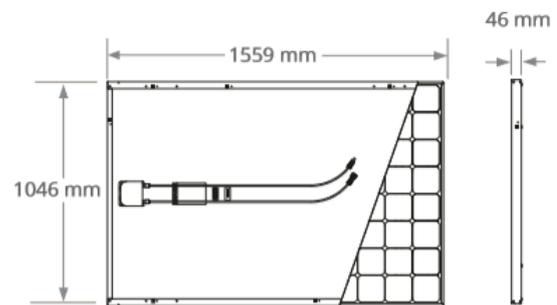
Scheda tecnica pannelli fotovoltaici:

Serie X: X22-370 SunPower® Modulo residenziale

Dati Elettrici	
	SPR-X22-370
Potenza nominale (P _{nom}) ⁷	370 W
Tolleranza di potenza	+5/0%
Efficienza del modulo	22,7%
Tensione al punto di massima potenza (V _{mpp})	59,1 V
Corrente al punto di massima potenza (I _{mpp})	6,26 A
Tensione a circuito aperto (V _{oc})	69,5 V
Corrente di cortocircuito (I _{sc})	6,66 A
Tensione massima del sistema	1000 V IEC & 600 V UL
Corrente massima del fusibile	15 A
Coeff. temp. potenza	-0,29% / °C
Coeff. temp. tensione	-167,4 mV / °C
Coeff. temp. corrente	2,9 mA / °C

Condizioni Operative e Dati Meccanici	
Temperatura	-40° C a +85° C
Resistenza all'impatto	Grandine del diametro di 25 mm a una velocità di 23 m/s
Aspetto	Classe A+
Celle solari	96 celle monocristalline Maxeon di III generazione
Vetro	Antiriflesso, temperato ad alta trasmissione
Scatola di giunzione	IP-65, MC4
Peso	18,6 kg
Carico massimo	Vento: 2400 Pa, 244 kg/m ² fronte e retro Neve: 5400 Pa, 550 kg/m ² fronte
Cornice	Alluminio anodizzato nero classe 1, massima classificazione AAMA

Test e Certificazioni	
Test standard ⁸	IEC 61215, IEC 61730, UL1703, Resistenza al fuoco : Classe 1 (UNI9177)
Certificazione di gestione della qualità	ISO 9001:2015, ISO 14001:2015
Conformità EHS	RoHS, OHSAS 18001:2007, senza piombo, Schema di riciclaggio, REACH SVHC-163
Compatibilità Ambientale	Certificati di Cradle to Cradle™ Silver. "Declare." listed.
Test dell'ammoniaca	IEC 62716
Test di resistenza alle tempeste di sabbia	10.1109/PVSC.2013.6744437
Test di resistenza all'acqua salata	IEC 61701 (livello massimo superato)
Test PID	1000 V: IEC 62804, PVEL Durata 600 ore
Catalogazioni Disponibili	TUV, UL, MCS, FSEC, CEC



PROFILO DELLA CORNICE



Leggere attentamente le istruzioni relative all'installazione e alla sicurezza.

1 SunPower 360W confrontato con un Pannello Convenzionale in stringhe di stesse dimensioni (260W, 16% di efficienza, circa 1.6 m²), 4% di energia in più per watt (basato su files pan PVsyst), degradazione annua più lenta dello 0.75%/anno (Campeau, Z. et al. "SunPower Module Degradation Rate." SunPower white paper, 2013).
 2 Basato su ricerca dei valori nelle schede tecniche pubblicate sui siti web dei 10 maggiori produttori per IHS, aggiornato a Gennaio 2017.
 3 Posizione #1 nel rapporto "Fraunhofer PV Durability Initiative for Solar Modules: Part 3". PVTech Power Magazine, 2015. Campeau, Z. et al. "SunPower Module Degradation Rate." SunPower white paper, 2013.
 4 SunPower classificata al #1 posto nella Silicon Valley Toxics Coalition's Solar Scorecard.
 5 Cradle to Cradle Certified è un programma di certificazione multi-attributi che valuta prodotti e materiali riguardo la sicurezza umana e la salvaguardia dell'ambiente, progettati per riutilizzo in cicli futuri e l'industria sostenibile.
 6 La Serie-X e la Serie-E di pannelli contribuiscono alle categorie di credito LEED Materials and Resources.
 7 Condizioni di prova standard (irradianza 1000 W/m², AM 1.5, 25 °C) Modulo di riferimento validato da NREL. Metodi utilizzati: SOMS per la misura della corrente, LACCS per la misura del Fill Factor e tensione
 8 Tipo2 classe di resistenza al fuoco secondo UL 1703:2013 equivalente alla classe C di resistenza al fuoco secondo UL 1703:2002.

Consultare il sito <http://www.sunpowercorp.it> per ulteriori informazioni. I dati contenuti nella presente scheda tecnica possono essere soggetti a modifiche senza preavviso.

©2018 SunPower Corporation. Tutti i diritti riservati. SUNPOWER, il logo SUNPOWER e MAXEON sono marchi o marchi registrati di SunPower Corporation. Cradle to Cradle Certified™ è un marchio di certificazione concesso da Cradle to Cradle Products Innovation Institute.

SUNPOWER®

Scheda tecnica turbine eoliche:

V136-3.45 MW[®]

IEC IIB/IEC IIIA

Facts & figures

POWER REGULATION	Pitch regulated with variable speed	HUB DIMENSIONS	
		Max. transport height	3.8m
OPERATING DATA		Max. transport width	3.8m
Rated power	3,450 kW	Max. transport length	5.5m
Cut-in wind speed	3m/s	BLADE DIMENSIONS	
Cut-out wind speed	22.5m/s	Length	66.7m
Re cut-in wind speed	20m/s	Max. chord	4.1m
Wind class	IEC IIB/IEC IIIA		
Standard operating temperature range from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C		Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes
*subject to different temperature options			
SOUND POWER		TURBINE OPTIONS	
Maximum	105.5dB(A)*	<ul style="list-style-type: none"> High Wind Operation Power Optimised Mode up to 3.6 MW (site specific) Load Optimised Modes down to 3.0 MW Condition Monitoring System Service Personnel Lift Vestas Ice Detection Vestas De-Icing Low Temperature Operation to - 30°C Fire Suppression Shadow detection Increased Cut-In Aviation Lights Aviation Markings on the Blades Vestas IntelliLight™ 	
**Sound Optimised Modes dependent on site and country			
ROTOR		ANNUAL ENERGY PRODUCTION	
Rotor diameter	136m		
Swept area	14,527m ²		
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders		
ELECTRICAL			
Frequency	50/60Hz		
Converter	full scale		
GEARBOX			
Type	two planetary stages and one helical stage		
TOWER			
Hub heights	82m (IEC IIB/IEC IIIA), 105m (IEC IIIA), 112m (IEC IIB/IEC IIIA), 132m (IEC IIB/IEC IIIA/ DIBt2), 142m (IEC IIIA), 149m (DIBtS), and 166m (DIBtS)		
NACELLE DIMENSIONS			
Height for transport	3.4m		
Height installed (incl. Cooler Top*)	6.9m		
Length	12.8m		
Width	4.2m		

Assumptions
One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2,
Standard air density = 1.225, wind speed at hub height