

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria Industriale

Corso di Laurea in
Ingegneria Energetica



Impianti ibridi ad energie rinnovabili per l'elettrificazione di comunità isolate dalla rete: analisi critica del progetto di Val Codera, valutazione del funzionamento e delle prestazioni dell'impianto e dei suoi componenti dopo 8 anni di operatività

Relatore accademico: Prof. Fabio RINALDI
Relatore aziendale: Ing. Salvatore GUASTELLA

Tesi di Laurea di:

Dario BERTANI Matr. n. 755102

Anno Accademico 2011 – 2012

Ringraziamenti

Desidero innanzitutto ringraziare RSE S.p.A. per avermi dato la possibilità di svolgere questi mesi di tirocinio, è stata un'esperienza molto formativa che ricorderò sempre con piacere.

Grazie a Salvatore Guastella e a Fabio Rinaldi per avermi costantemente e pazientemente supportato nella realizzazione di questo lavoro di tesi.

Grazie a tutti i nuovi amici che ho conosciuto in questi mesi in azienda: Filippo, Richi, Albi, Sberri, Carlo, Davide, Ale, Luisa e tutti gli altri per avermi fatto sentire come a casa.

Grazie a tutta la compagnia del 48: Richi, Grego, Sarto, Ale, Marco, Biondo, Nico, Bebo, Gabri, anche se adesso siete sparsi per il globo siete sempre con me.

Grazie alle sacche, Coti e Flo, vi voglio bene.

Grazie anche a Robi e Claudia per essermi sempre state vicine in tutti questi anni.

E infine grazie a mamma e papà, per avermi supportato e soprattutto sopportato anche nei momenti più difficili (e scusate il ritardo).

Indice generale

1	Generazione distribuita.....	1
1.1	Estensione della rete elettrica VS impianti isolati per utenze singole VS reti isolate per piccole comunità	1
1.2	Tecnologie per impianti di generazione isolati dalla rete elettrica	2
2	Impianti ibridi	9
2.1	Introduzione	9
2.2	Combinazioni di tecnologie possibili.....	11
2.3	Configurazioni d'impianto possibili	13
2.4	Importanza dei sistemi d'accumulo dell'energia in reti isolate	18
2.4.1	Tecnologie disponibili	21
2.5	Analisi bibliografica impianti ibridi.....	24
2.6	Programmi di simulazione del funzionamento di impianti ibridi	25
3	Impianto ibrido di Val Codera.....	29
3.1	Caratterizzazione sito d'installazione	29
3.1.1	Consumi elettrici previsti.....	32
3.1.2	Risorsa solare (e T).....	33
3.1.3	Risorsa eolica.....	34
3.2	Descrizione generale dell'impianto	35
3.3	Componenti.....	37
3.3.1	Generatore fotovoltaico	37
3.3.2	Struttura di sostegno dei moduli	38
3.3.3	Generatore eolico.....	39
3.3.4	Batterie.....	41
3.3.5	Inverter fotovoltaici	44
3.3.6	Convertitori di batteria.....	46
3.3.7	Gruppo elettrogeno	48
3.3.8	Rete di distribuzione BT	50
3.3.9	Sistema di telemonitoraggio (e misure).....	51

3.4	Funzionamento e manutenzione.....	54
4	Analisi di funzionamento.....	57
4.1	Il problema della generazione eolica	57
4.2	Raccolta ed elaborazione dati	58
4.3	Valutazioni generali ed affidabilità del servizio	64
4.4	Indicatori energetici CEI EN 61724 e relative considerazioni	66
4.5	Verifica prestazioni componenti	74
4.5.1	Generatore fotovoltaico e relativi inverter.....	74
4.5.2	Batterie e inverter	78
5	Simulazione del funzionamento dell'impianto ibrido di Val Codera.....	90
5.1	Simulazione con HOMER	90
5.1.1	Intro HOMER	90
5.1.2	Analisi bibliografica su casi studio HOMER	93
5.1.3	Costruzione profili	93
5.1.4	Modellazione componenti	96
5.1.5	Struttura dell'impianto.....	101
5.1.6	Input economici	101
5.2	Simulazioni con HOMER	102
5.3	Ridimensionamento impianto	111
5.4	Estensione rete elettrica	117
	Conclusioni.....	119
	Bibliografia.....	122

Indice delle figure

Figura 3-1: Val Codera, comunità di Bresciadega.....	30
Figura 3-2: sito d'installazione dell'impianto ibrido	30
Figura 3-3: sito di installazione del sistema ibrido della Valcodera, Comune di Novate Mezzola (SO).....	31
Figura 3-4: diagramma delle ombre	34
Figura 3-5: rappresentazione schematica della struttura dell'impianto ibrido	35
Figura 3-6: struttura di sostegno dei moduli PV	38
Figura 3-7: generatore eolico.....	41
Figura 3-8: effetto di DOD sulla vita utile delle batterie al Pb.....	42
Figura 3-9: locale batterie	43
Figura 3-10: inverter di generatore fotovoltaico.....	44
Figura 3-11: convertitori di batteria.....	47
Figura 3-12: gruppo elettrogeno	50
Figura 3-13: posizione solarimetro	53
Figura 3-14: azionamenti programmati consigliati dal produttore	55
Figura 4-1: nuova configurazione impiantistica della parte eolica.....	58
Figura 4-2: distribuzione di frequenza della velocità del vento	61
Figura 4-3: andamento carichi elettrici durante 8 anni di operativà	62
Figura 4-4: andamento dei carichi elettrici nei mesi di Agosto	62
Figura 4-5: profilo medio annuale dei carichi elettrici	63
Figura 4-6: profilo medio annuale dell'irraggiamento solare	63
Figura 4-7: grafici rappresentanti il funzionamento dell'impianto durante alcune giornate di Settembre 2010.....	65
Figura 4-8: grafici rappresentanti l'andamento di PR, Yf, Lc, Lbos	71
Figura 4-9: andamento di irraggiamento, carichi elettrici e PR durante il 2010	72
Figura 4-10: grafico rappresentante l'andamento di PF in funzione di PR.....	73
Figura 4-11: grafico rappresentante il funzionamento dei moduli in modalità "derating" e "MPPT"	74
Figura 4-12: grafici rappresentanti i rendimenti di modulo e cella in funzione dell'irraggiamento	75
Figura 4-13: grafico rappresentante l'andamento dei rendimenti delle due stringhe di moduli durante una giornata esemplificativa.....	76
Figura 4-14: grafico dell'efficienza di conversione degli inverter collegati al generatore PV	77
Figura 4-15: curve di carica e scarica delle batterie installate nell'impianto ibrido di Val Codera.....	81
Figura 4-16: andamento di SOC e tensione di batteria durante il 2008.....	82
Figura 4-17: efficienza energetica delle batterie nei 4 anni sottoposti ad analisi	84

Figura 4-18: andamento di SOC e tensione di batteria in alcune giornate del mese di Marzo 2008	85
Figura 4-19: andamento di SOC e tensione di batteria in alcune giornate del mese di Giugno 2008	85
Figura 4-20: andamento di SOC e tensione di batteria in alcune giornate del mese di Febbraio 2008	86
Figura 4-21: andamento di SOC e tensione di batteria in alcune giornate del mese di Novembre 2008	86
Figura 4-22: rendimento inverter di batteria.....	88
Figura 4-23: distribuzione di frequenza del SOC nei 4 anni sottoposti ad analisi	89
Figura 5-1: profilo irraggiamento e Kt	94
Figura 5-2: profilo annuale di ventosità.....	95
Figura 5-3: profilo annuale di temperatura	95
Figura 5-4: profilo giornaliero e annuale dei carichi elettrici.....	96
Figura 5-5: rendimento di conversione dei moduli in funzione dell'irraggiamento ...	98
Figura 5-6: curva di potenza dell'aerogeneratore.....	99
Figura 5-7: curve di consumo e rendimento del gruppo elettrogeno.....	99
Figura 5-8: funzione di costo lineare utilizzata dal programma di simulazione.....	102
Figura 5-9: andamento annuale produzione di elettricità (dati di carichi e vento reali)	103
Figura 5-10: andamento annuale e distribuzione di frequenza del SOC (dati di carichi e vento reali)	104
Figura 5-11: simulazione del funzionamento durante una settimana di Settembre...	105
Figura 5-12: andamento annuale produzione di elettricità (carichi previsti).....	106
Figura 5-13: andamento annuale e distribuzione di frequenza del SOC (carichi previsti).....	106
Figura 5-14: analisi di sensitività sull'entità dei carichi elettrici	107
Figura 5-15: andamento annuale e distribuzione di frequenza del SOC (carichi reali, dati di vento previsti).....	108
Figura 5-16: andamento annuale produzione di elettricità (carichi e dati di vento previsti).....	108
Figura 5-17: andamento annuale e distribuzione di frequenza del SOC (carichi e dati di vento previsti).....	109
Figura 5-18: simulazione del funzionamento durante alcune giornate di Luglio	109
Figura 5-19: analisi di sensitività sulla velocità media del vento	110
Figura 5-20: influenza della taglia del generatore PV su PR e utilizzo del gruppo elettrogeno	115
Figura 5-21: distribuzione di frequenza annuale del SOC (configurazione n°1)	117

Indice delle tabelle

Tabella 2-1: costi medi delle tecnologie d'accumulo.....	23
Tabella 3-1: consumi elettrici previsti	32
Tabella 3-2: risorsa solare.....	33
Tabella 3-3: caratteristiche principali dei componenti dell'impianto	36
Tabella 3-4: principali caratteristiche elettriche dei moduli PV	37
Tabella 3-5: caratteristiche delle stringhe del generatore PV	38
Tabella 3-6: principali caratteristiche dell'aerogeneratore.....	40
Tabella 3-7: principali caratteristiche delle batterie	43
Tabella 3-8: principali caratteristiche degli inverter.....	45
Tabella 3-9: principali dati di uscita degli inverter collegati al generatore fotovoltaico	46
Tabella 3-10: principali caratteristiche dei convertitori di batteria.....	48
Tabella 3-11: principali caratteristiche del gruppo elettrogeno	49
Tabella 3-12: grandezze acquisite dal sistema di telemonitoraggio	52
Tabella 4-1: tabella riassuntiva delle principali grandezze.....	60
Tabella 4-2: calcolo indicatori energetici	70
Tabella 5-1: output simulazioni con valori di carichi e vento reali	103
Tabella 5-2: output simulazioni con carichi elettrici previsti	105
Tabella 5-3: output simulazioni variando carichi elettrici e dati di vento	107
Tabella 5-4: principali caratteristiche SI2224.....	111
Tabella 5-5: risultati simulazioni per il ridimensionamento dell'impianto.....	113
Tabella 5-6: valori degli indicatori energetici delle differenti configurazioni considerate	114
Tabella 5-7: risultati simulazioni di configurazioni d'impianto gen.Diesel + batterie	116

Sommario

Un'applicazione molto promettente per lo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili consiste nell'installazione di impianti ibridi di generazione, costituiti da una fonte energetica tradizionale e una (o più) fonti rinnovabili, al fine di produrre elettricità in zone remote/isolate dove l'estensione della rete elettrica o la generazione tramite combustibili fossili non sono opzioni fattibili a causa degli eccessivi costi. In questo ambito RSE ha installato nel 2004 un impianto ibrido di generazione per l'alimentazione elettrica della comunità isolata di Bresciadega in Val Codera (SO), situata a 1200 m s.l.m. e sprovvista di collegamento stradale.

Le principali caratteristiche dei suoi componenti, connessi ad un bus in corrente alternata, sono:

- Generatore fotovoltaico: 14,2 kWp (moduli in Silicio monocristallino);
- Generatore eolico: 10 kVA;
- Batterie al Piombo acido: 169 kWh (capacità d'accumulo C10);
- Inverter FV: 11 kW, 6 unità;
- Inverter di batteria: 11 kW, 3 unità;
- Generatore Diesel d'emergenza: 22 kVA;
- Linea di distribuzione in bassa tensione (230/400 V, 50 Hz) che connette all'impianto 15 utenze monofamiliari.

In seguito all'installazione l'impianto è stato monitorato con continuità e i dati relativi al suo funzionamento sono stati raccolti tramite connessione telefonica in un server di RSE e analizzati al fine di verificarne la corretta operatività ed individuare eventuali guasti. È stata svolta un'analisi tecno-economica tramite la valutazione e l'elaborazione di questi dati utilizzando inoltre un software per la simulazione del funzionamento di impianti ibridi (HOMER®) al fine di ottimizzarne i componenti a partire dai dati sperimentali. Lo studio ha evidenziato che durante gli 8 anni di operatività l'impianto di Val Codera ha funzionato correttamente, nonostante alcune problematiche relativamente alla parte eolica, mostrando una soddisfacente gestione dell'energia prodotta e della rete di distribuzione, alimentando i carichi elettrici con continuità ed affidabilità. Non si sono verificati black-out, con l'eccezione di sporadiche interruzioni del servizio in corrispondenza di interventi di manutenzione programmata. Solo gli inverter di batteria hanno evidenziato sotto certi aspetti una non ottimale gestione del sistema d'accumulo, con un impatto significativo sulle prestazioni energetiche dell'impianto. Le simulazioni computerizzate dell'impianto installato in Val Codera e i confronti con i "tradizionali" metodi di generazione e l'estensione della rete confermano la fattibilità tecnica ed economica di questa soluzione nel contesto delle comunità isolate in Italia.

Parole chiave: Generazione distribuita; Impianti ibrido energie rinnovabili; Fotovoltaico, Eolico.

Abstract

A very promising application of renewable energy technology is the installation of Hybrid Renewable Energy Systems (HRES), composed of one (or more) renewable and one conventional energy source, in order to supply electricity in remote areas where the grid extension or the generation with fossil fuels are not feasible options, since their cost increases drastically with the remoteness of the location.

In this context a hybrid renewable energy plant has been installed by RSE in 2004 to supply electricity to the remote community of Bresciadega in Val Codera (SO, Italy), sited at 1200 m a.s.l. and unreachable by road.

The main features of its components, connected to an AC bus line, are:

- PV generator: 14,2 kWp (monocrystalline Si modules);
- Wind generator: 10 kVA;
- Lead-acid batteries: 169 kWh (C10 storage capacity);
- PV inverters: 11 kW, 6 units;
- Battery inverters: 11 kW, 3 units;
- Emergency Diesel generator: 22 kVA;
- Low voltage distribution line (230/400V, 50Hz), connecting 15 family houses.

The plant has been monitored since the installation and its operating data have been collected through a telephone connection by a RSE server and continuously analyzed to check the status of plant operation and to detect possible faults of the main components. Moreover a techno-economic analysis has been carried out by reviewing and elaborating these data, a hybrid power plant simulation software (HOMER®) has been used as well for simulation and optimisation of the components in the light of real plant operational data. This study shows that, during the 8 years of operation, the Val Codera RE plant had a correct operation and a good power management on the low voltage grid (acceptable power quality), meeting the energy needs of the remote community with satisfactory continuity and reliability. There have been no black-outs, with the exception of sporadic interruptions of the service for scheduled maintenance of PV components. All plant components have been working properly, with energy performances comparable with those declared by the manufacturers. Only battery inverters have occasionally shown an erroneous management of the energy storage system, with significant impact on the power plant performance. The computer simulations and comparisons of plant operational data with the “traditional” generating solutions and with the grid extension confirmed the economic viability and technical feasibility of this kind of plant configuration in the Italian context.

Key-words: Distributed generation; Hybrid renewable energy systems; Photovoltaic; Wind.

1 Generazione distribuita

1.1 Estensione della rete elettrica VS impianti isolati per utenze singole VS reti isolate per piccole comunità

Sulla base delle opzioni tecniche oggi utilizzate vi sono tre opzioni per fornire energia elettrica in zone remote e/o piccole utenze.

La prima consiste nell'estensione della rete nazionale ma in molti paesi questa operazione può risultare estremamente costosa. Le zone rurali sono frequentemente molto distanti dalla rete e gli eccessivi costi di connessione spesso rendono questi progetti economicamente non convenienti. La morfologia del terreno può aggravare ulteriormente la situazione, in quanto ad es. in zone montagnose l'installazione delle linee di trasmissione richiede l'impiego di maggiori tempo e risorse. Un ultimo fattore influenza il costo di estensione della rete, ossia le dimensioni dell'utenza e del corrispondente fabbisogno energetico, frequentemente molto piccole trattandosi di comunità isolate. Nel caso in cui non vi sia alcun accesso all'elettricità, la domanda potenziale e la sua variazione nel tempo sono difficilmente prevedibili.

Nonostante i prezzi varino da paese a paese, in molti casi la connessione con la rete nazionale è economicamente conveniente solo entro una certa distanza e/o solo per alimentare comunità di determinate dimensioni. Negli altri casi la generazione distribuita è la soluzione più conveniente.

La connessione con la rete presenta generalmente alcuni noti vantaggi (quali affidabilità, minor costo, economie di scala) ma anche alcune problematiche, in casi particolari, quali:

- Le tariffe energetiche sono le stesse per gli utenti rurali e per quelli urbani, nonostante i costi reali siano drasticamente differenti. Perciò l'estensione della rete comporta un aumento di prezzo per entrambe le tipologie di consumatori;
- Scarsa affidabilità del servizio soprattutto nei paesi in via di sviluppo, frequenti blackout, e quindi la connessione con la rete, non aggiungendo niente alla capacità di generazione complessiva, aggrava solo la situazione riducendo la qualità della fornitura;
- Spesso, in alcuni paesi, l'estensione della rete viene sfruttata a fini politici essendo in grado di elettrificare un maggior numero di utenti a parità di spesa e in minor tempo rispetto ai programmi di elettrificazione off-grid. Di conseguenza i politici hanno la tendenza a dare maggiore priorità a progetti di questo tipo in aree semi-urbane al fine di incrementare la propria influenza ed ottenere un maggior numero di consensi da parte della popolazione (in particolare in zone più attive politicamente, quindi non quelle isolate). Di fatto però, promesse di una futura connessione con la rete, anche se di fatto irrealizzabile, danneggia sia i consumatori che l'industria del settore. Gli

utenti sono infatti incoraggiati ad aspettare questi interventi anche per molti anni invece che a prendere l'iniziativa e ad adottare soluzioni off-grid.

La seconda opzione consiste nell'installazione di sistemi energetici domestici. La scelta o meno di questa soluzione dipende dal grado di dispersione delle utenze e dal carico richiesto. Un villaggio può frequentemente coprire le spese di installazione dell'impianto, ma i costi della rete di distribuzione, rappresentando gran parte dei costi complessivi, possono compromettere la fattibilità del progetto.

Nel caso di popolazioni molto disperse questi sistemi domestici (solare, eolico o idroelettrico) rappresentano la soluzione più economica poiché le unità di generazione sono vicine ai carichi elettrici e di conseguenza hanno minori perdite di distribuzione e trasmissione. Nonostante ciò il costo dell'energia con tali soluzioni tende ad essere elevato data l'assenza di economie di scala.

Si cerca quindi di minimizzare il numero di componenti utilizzati e la loro capacità (circa 100W per sistemi solari e 200W per quelli idroelettrici), alimentando solo piccole utenze DC per l'illuminazione e la comunicazione.

La terza opzione è invece l'installazione di piccole reti di distribuzione isolate, che permettono la generazione centralizzata di energia a livello locale. Questi sistemi possono raggiungere capacità sufficienti ad alimentare sia utenze domestiche che industriali di modeste dimensioni ed hanno il potenziale per diventare la soluzione tecnologica più promettente nell'accelerare il processo di elettrificazione delle aree rurali. Molte località presentano eccellenti caratteristiche ambientali per l'utilizzo di fonti rinnovabili quali solare fotovoltaico, eolico o micro-idroelettrico. Negli ultimi anni queste tecnologie si sono molto evolute in termini di prezzo, efficienza ed affidabilità, rendendo queste soluzioni impiantistiche sempre più convenienti.

1.2 Tecnologie per impianti di generazione isolati dalla rete elettrica

PV

I generatori fotovoltaici convertono l'energia fornita dal sole in elettricità attraverso le celle solari, costituite da materiale semiconduttore. Esse vengono unite tra di loro a formare un pannello solare che può avere una potenza tra le decine e le centinaia di W a seconda della dimensione e della tecnologia utilizzata. Più pannelli vengono quindi collegati tra di loro a formare un campo solare con la capacità (potenza) richiesta.

La quantità di radiazione solare incidente in ogni specifica località determina l'output energetico del generatore. La risorsa solare è disponibile ovunque e in particolare nelle aree geografiche più prossime all'equatore (in gran parte si tratta di paesi in via di sviluppo).

I cambiamenti climatici stagionali hanno una forte influenza sulla generazione PV. Anche su base giornaliera si hanno variazioni nella produzione, con un picco nelle ore centrali della giornata e assenza nelle ore notturne. La strategia comunemente adottata

è di utilizzare l'energia accumulata durante il giorno per soddisfare i carichi nei periodi di mancata generazione.

Essendo la potenza prodotta in corrente continua sono spesso necessari dei componenti ausiliari per adattare le caratteristiche elettriche alle applicazioni richieste. Se sono presenti batterie viene utilizzato un controllore di carica per l'accoppiamento. Se invece i generatori vengono allacciati ad un bus in AC è necessario l'utilizzo di inverter.

Principali vantaggi:

- L'elevata disponibilità della risorsa a livello globale rende la tecnologia fotovoltaica la prima opzione per la generazione distribuita. (Micro eolico/idroelettrico sono maggiormente dipendenti dal sito di installazione e si adattano ad un minor numero di località);
- I livelli di insolazione nelle varie parti del mondo sono ben noti e meno variabili a livello locale, a meno di ombreggiamenti diretti sulle strutture, che possono però essere previsti ed evitati. Non sono quindi necessari lunghi periodi di monitoraggio della risorsa naturale e di raccolta dati (a differenza di vento e risorse idriche);
- I campi fotovoltaici non producono rumore o emissioni inquinanti durante il funzionamento in quanto è il processo fotoelettrico a generare energia e non apparecchi meccanici per la conversione dell'energia cinetica (tecnologie eolica e idroelettrica);
- I pannelli solari sono relativamente semplici da installare e mantenere e si può quindi sfruttare personale locale adeguatamente formato per lo svolgimento di queste operazioni.

Nonostante i costi di generazione siano in media maggiori rispetto al micro eolico/idroelettrico, i prezzi dei pannelli sono calati notevolmente negli ultimi anni. Attualmente il prezzo medio è intorno a 1€/Wp e in continua diminuzione (in riferimento ai mercati più sviluppati come Europa e USA, nei paesi in via di sviluppo può essere considerevolmente maggiore a causa di inefficienti reti di distribuzione e minori competenze nel campo).

Classificazione impianti PV (stand-alone):

- *PicoPV Systems (PPS):* per sistemi PicoPV si intendono piccoli impianti per la generazione di elettricità tramite energia solare, con un output di potenza da 1 a 10W prevalentemente utilizzati per l'illuminazione domestica, al fine di ridurre l'utilizzo di lampade a cherosene o candele che sono inefficienti e dannose per la salute dell'utente. A seconda del modello, altre piccole applicazioni possono essere alimentate quali radio, carica batterie per cellulari, ecc. Questi impianti sono costituiti da un piccolo pannello solare e utilizzano una batteria (eventualmente integrata con la lampada). Il pannello

può essere integrato (es. nel caso di lanterne solari) oppure separato. I PPS offrono una serie di vantaggi: semplice installazione e utilizzo (Plug & Play), basso costo d'investimento, ridotta manutenzione, modularità e flessibilità nell'uso. Il costo può variare tipicamente tra i 50 e 150€ per un kit con pannello incluso, ma può essere molto minore per impianti più piccoli o lampade solari. In ogni caso questi prezzi possono essere alla portata delle popolazioni residenti in aree rurali in paesi in via di sviluppo.

- *Solar Home System (SHS)*: i comuni impianti solari domestici solitamente coprono carichi fino a 250W di potenza di picco. Sono composti dai seguenti componenti: moduli fotovoltaici, controllore di carica e batterie. La gestione dell'energia viene effettuata dal controllore di carica che è il componente più importante del sistema. Un importante vantaggio degli SHS consiste nel fatto che carichi in continua quali lampade a risparmio energetico, radio, TV o appositi frigoriferi in DC possono essere alimentati direttamente e senza conversioni intermedie (riduzione perdite). Per impianti di taglia maggiore si può prevedere l'integrazione con carichi AC, previo utilizzo di un inverter DC/AC, anche se i carichi in alternata sono spesso poco efficienti e sovradimensionati e ciò a lungo termine può avere un impatto negativo sulle batterie (in caso di prolungate permanenze in stati di profonda scarica). Di conseguenza, è necessaria un'appropriata progettazione e gestione del sistema d'accumulo dell'energia. La maggiore taglia rispetto ai PPS e la continua evoluzione/innovazione di questo tipo di sistemi consente di adattarli ad una grande varietà di carichi ed utilizzi. Con prezzi variabili tra 140 e 1600€ questi sistemi sono spesso alla portata delle utenze rurali e possono essere venduti senza supporti economici esterni o forme di pagamento agevolate (che sono comunque previste per i prodotti più grandi e costosi).
- *Solar Residential System (SRS)*: Impianti solari residenziali di taglie maggiori sono stati installati in differenti parti del mondo inclusi paesi in via di sviluppo. Solitamente garantiscono la fornitura di elettricità a grandi edifici quali scuole, ospedali, fattorie, hotel, ecc.; ciononostante mantengono una relativa semplicità di installazione e manutenzione. Generalmente includono un inverter per consentire l'allacciamento di carichi in AC. La taglia di questi impianti può variare da 500 a 4000W e utilizzano batterie da 12 o 24V, anche se sistemi più grandi possono operare con un voltaggio maggiore (48V). Al fine di incrementare l'efficienza e la qualità del servizio molti SRS sono stati ibridizzati e sfruttano due o più fonti energetiche.

Micro eolico

La tecnologia eolica offre un'ottima soluzione per l'elettrificazione rurale in un vasto range di costi d'investimento e per differenti applicazioni.

La generazione eolica è però fortemente dipendente dal sito di installazione dell'impianto.

La raccolta e l'analisi dei dati sulla disponibilità locale di vento nel corso dell'anno è quindi indispensabile prima di procedere con la progettazione dell'impianto. Una velocità media di 3-4m/s è il requisito minimo per la sostenibilità del progetto.

Al pari di quella solare, anche la risorsa eolica è intermittente e soggetta a fluttuazioni giornaliere e stagionali, ciò rende necessaria l'integrazione con altre tecnologie per garantire un output energetico stabile. Un banco di batterie può assolvere a questo compito per brevi periodi di tempo in cui il vento è assente.

Per "piccole" turbine eoliche si intendono macchine con diametro inferiore ai 15m e con un output di potenza inferiore a 50kW. Nella maggior parte dei casi hanno un diametro pari o inferiore 7m e una potenza compresa tra 1 e 10kW. Per utenze molto piccole come ad es. abitazioni isolate possono essere installate macchine con diametro di 2m e potenza di 1kW.

Le più comuni turbine tripala ad asse orizzontale presentano un'efficienza più elevata rispetto a quelle ad asse verticale e una maggiore affidabilità grazie ad un miglior bilanciamento del rotore.

Vengono installate preferibilmente su una struttura di altezza pari o superiore a 15 m per minimizzare gli effetti della turbolenza causata dalla conformazione irregolare del suolo.

Di norma si utilizza un generatore a magneti permanenti e quindi non è necessario un sistema di rapporti per variare la velocità di rotazione. La potenza è prodotta in AC ed è quindi necessario un rettificatore (inverter) AC/DC per effettuare la connessione con la rete elettrica o per ricaricare le batterie. In quest'ultimo caso viene aggiunto un controllore di carica per evitare sovraccarichi.

Un carico di riserva (es. resistenze) può essere necessario per proteggere batterie/inverter da sovratensione o la turbina da eccessive velocità di rotazione.

Micro idroelettrico

L'idroelettrico ha diversi punti di forza nei confronti delle altre tecnologie di generazione, in particolare di quelle basate sull'utilizzo di combustibili fossili. Oltre ai vantaggi tipici delle fonti rinnovabili (non inquinante, disponibilità sul territorio, creazione posti di lavoro, affidabilità del servizio), queste macchine sono caratterizzate da un'elevata efficienza (da 70 a 90%), bassi costi di funzionamento e manutenzione, vita utile che può superare i 100 anni e quindi consentono un consistente ritorno economico.

Uno dei principali svantaggi consiste nel maggiore sforzo necessario per la progettazione e la costruzione delle infrastrutture necessarie. È richiesto un elevato investimento iniziale per la realizzazione delle canalizzazioni del flusso d'acqua e per la costruzione dell'edificio per la protezione del generatore.

Il costo può diminuire se l'impianto viene integrato con altri servizi idrici quali irrigazione o fornitura a utenze domestiche. Questa scelta è possibile solo se viene

effettuata nelle prime fasi della progettazione, in modo tale da prevedere condutture di dimensioni maggiori.

Un impianto di generazione infatti necessita di condutture più grandi per minimizzare gli attriti, per questo motivo condutture idriche per utilizzi domestici non possono essere utilizzate a fini energetici.

Anche questi impianti sono fortemente dipendenti dal sito di installazione in quanto devono essere localizzati in prossimità delle utenze e della fonte idrica per minimizzare le perdite di trasmissione e distribuzione.

La semplice presenza di un corso d'acqua non è sufficiente poiché sono necessarie specifiche caratteristiche di flusso (l/s) e di dislivello/caduta (m). La raccolta di informazioni sul flusso nel corso dell'anno è necessaria per stimare a priori la producibilità dell'impianto.

Un impianto idroelettrico è composto da un generatore e da una turbina. La taglia di quest'ultima può variare da 0,2 fino a 800 kW e quindi si può adattare a qualsiasi tipo di situazione in funzione della risorsa idrica disponibile.

Un impianto idroelettrico viene definito "piccolo" se la potenza è sotto i 10 MW, "mini" sotto 1MW, "micro" sotto 100kW, "pico" sotto 20 kW.

Le principali tipologie di turbine idrauliche sono Pelton, Banki (entrambe anche chiamate a flusso incrociato), Francis e Kaplan. Le turbine a flusso incrociato sono più adatte in caso di elevate prevalenze.

Turbine Pelton, Banki e Francis possono essere installate con asse orizzontale, ciò consente una semplificata manutenzione, le Kaplan solo con asse verticale.

Nel caso di Pelton e Banki la pressione dell'acqua viene convertita in energia cinetica (tramite un ugello) prima di entrare nel rotore e quindi generare elettricità. Al contrario nelle macchine di tipo Francis e Kaplan, chiamate turbine a reazione, la pressione dell'acqua agisce direttamente sulla palettatura mettendo in movimento il rotore. Sono più complesse da costruire ed installare ma presentano un'efficienza più elevata.

I generatori che vengono accoppiati sono di tre tipi: a magnete permanente per le unità più piccole (fino a qualche kW), generatori asincroni per impianti connessi alla rete, e generatori sincroni per le taglie più grandi.

Generatore (motore a combustione interna)

I generatori sono stati usati frequentemente per l'elettrificazione di aree rurali, nonostante questa tecnologia non costituisca l'opzione più economica (sul lungo periodo).

I motori utilizzati hanno una potenza da 1 a diverse centinaia di kW, a seconda del carico e della potenza rinnovabile installata nell'impianto. I più piccoli, sotto i 5kW, sono generalmente alimentati a benzina mentre quelli più grandi a diesel. Altri motori possono funzionare con gas naturale, olio combustibile o biocarburanti.

Bisogna tener conto del fatto che spesso in paesi in via di sviluppo l'approvvigionamento di combustibile non è compito facile (né economico).

Per alimentare un villaggio utilizzando esclusivamente questa tecnologia è necessario un volume di combustibile molto grande ed è spesso necessaria l'installazione di strutture per lo stoccaggio.

Ad esempio, per generare 1kWh di elettricità un generatore consuma da 0,3 a 0,4l di diesel.

I generatori in impianti ibridi sono di taglia minore e quindi presentano un minore consumo.

Generando potenza in AC possono essere connessi direttamente al bus di distribuzione, eventualmente utilizzando un inverter AC/DC nel caso in cui siano presenti anche batterie.

La vita utile di un generatore diesel è compresa di norma tra i 3 e i 5 anni (in caso di funzionamento continuo). Negli impianti ibridi si cerca di utilizzarlo il meno possibile e ciò consente di estenderne la durata fino a 20 anni o più. Si ha inoltre un minore impatto sull'ambiente circostante riducendosi le emissioni di CO₂, particolato ed altri inquinanti.

Celle a combustibile

Le celle a combustibile, che producono energia elettrica tramite reazioni elettrochimiche, stanno emergendo come nuova potenziale unità di generazione. Esse sono un'alternativa più pulita ed efficiente rispetto ai generatori per quanto riguarda la generazione di potenza e rispetto alle batterie per quanto riguarda lo stoccaggio dell'energia.

La tecnologia è maturata nel corso degli anni e presenta alcuni benefici in confronto alle fonti tradizionali (efficienza, resistenza a condizioni climatiche avverse, affidabilità, compattezza, silenziosità). Quando e se il volume di produzione sarà sufficientemente elevato da garantire uno stabile abbassamento dei prezzi questa tecnologia potrà essere competitiva economicamente se confrontata con i motori a combustione interna.

Biogas

Gli impianti a biogas sfruttano micro-organismi per la conversione di biomasse in biogas tramite digestione anaerobica. Il gas prodotto è composto da metano (dal 55 al 70%) che può essere usato in bruciatori o motori a combustione interna per la produzione di elettricità oppure in apposite cucine/forni, in lampade a gas, stufe radianti ecc.

I principali componenti di un impianto a biogas sono il serbatoio in cui avviene la digestione da parte dei batteri (fermentatore), dove il substrato organico viene decomposto in tre fasi successive: idrolisi, acidificazione e quindi formazione di metano.

2 Impianti ibridi

2.1 Introduzione

Il termine “sistema ibrido di generazione” (Hybrid Energy System – HES) si riferisce ad un impianto per la generazione di potenza che sfrutta energia rinnovabile come fonte energetica primaria, un generatore (nella maggior parte dei casi alimentato a diesel ma potenzialmente anche a benzina o GPL) come unità di generazione d'emergenza, ed un sistema per l'accumulo dell'energia prodotta.

In passato i sistemi ibridi sono stati impiegati per alimentare utenze in località remote quali stazioni per telecomunicazioni radio, di monitoraggio di satelliti, ecc. Attualmente, invece, questa soluzione è attualmente di particolare interesse per garantire la fornitura di elettricità a piccoli villaggi o comunità in località remote, lontane dalla rete elettrica nazionale e con scarse probabilità di una futura connessione a causa degli elevati costi necessari ad effettuare gli allacciamenti o laddove prevalgano obiettivi di conservazione naturalistica.

Differenti tipologie di energie rinnovabili possono essere utilizzate:

- Il micro-idroelettrico è la tecnologia economicamente più competitiva (anche se paragonata con quelle tradizionali basate sull'impiego di combustibili fossili), ma anche la più dipendente dalle caratteristiche geologiche del sito in cui l'impianto verrà installato, in quanto richiede un corso d'acqua con determinate caratteristiche di dimensioni e di flusso.
- Il solare fotovoltaico è compatibile con qualsiasi località ed è anche relativamente semplice da installare e mantenere. Inoltre i costi d'investimento iniziali negli ultimi anni hanno subito una consistente riduzione, che rende ancora più appetibile la tecnologia;
- La tecnologia micro-eolica è fortemente dipendente dal sito d'installazione, in quanto le condizioni di ventosità possono variare drasticamente da un luogo all'altro e devono quindi essere analizzate attentamente prima di installare il sistema.
- Altre fonti energetiche rinnovabili (FER) talvolta utilizzate sono quelle a biomasse, energia geotermica, celle a combustibile, ecc.

Un loro comune svantaggio è l'imprevedibilità e la dipendenza dalle condizioni atmosferiche e dai cambiamenti climatici, inoltre i periodi in cui vi è disponibilità di energia possono non coincidere con la distribuzione temporale dei carichi.

Generalmente, l'utilizzo indipendente di una delle fonti energetiche citate comporta il sovra-dimensionamento dell'impianto con conseguente aumento dei costi, non è quindi la soluzione migliore per impianti isolati dalla rete elettrica.

Un sistema ibrido sfrutta differenti fonti energetiche rinnovabili al fine di bilanciare al meglio vantaggi e svantaggi di ciascuna tecnologia, sfruttando i punti di forza di una per supplire alle mancanze dell'altra.

Il potenziale di questa integrazione è evidente se si tiene conto dell'aleatorietà di ciascuna risorsa: il micro-idroelettrico può produrre elettricità a bassi costi, ma dipende da effetti climatici stagionali (disponibilità d'acqua).

Il fotovoltaico invece, data l'abbondanza della risorsa solare, può essere usato quasi ovunque, ma richiede un sistema di accumulo dell'energia di grandi dimensioni per evitare interruzioni del servizio durante la notte (o durante periodi caratterizzati da scarso irraggiamento). La generazione tramite una turbina eolica è anch'essa intermittente e dipende dalle caratteristiche di ventosità del sito selezionato.

Sfruttando quindi la complementarità (su base giornaliera o stagionale) delle varie risorse si può aumentare l'efficienza e l'affidabilità del sistema, diminuire il consumo di combustibili fossili e le conseguenti emissioni inquinanti e ridurre le dimensioni dei sistemi di accumulo dell'energia rispetto ai sistemi "tradizionali".

Al fine di garantire la continuità del servizio, di massimizzare la durata della vita utile dei componenti riducendo lo stress sul sistema (in particolare sulle batterie, ove presenti) e ridurre i costi complessivi, generatori diesel sono comunque installati come fonti energetiche di supporto (backup). Ciò consente inoltre di coprire una maggior varietà di profili di carico e di ridurre le dimensioni del sistema d'accumulo.

Questa tipologia di impianti offre due ulteriori importanti vantaggi: grazie alla modularità dei componenti di generazione, questi sistemi possono facilmente incrementare la propria potenza installata in caso di un aumento del fabbisogno energetico, fatto che può verificarsi frequentemente nel caso si vada ad alimentare comunità non abituate ad una fornitura regolare di elettricità.

Infine possono eventualmente essere connessi alla rete elettrica incrementando la capacità complessiva di generazione.

Come conseguenza della crescente complessità dell'impianto, la ricerca del design ottimale e il dimensionamento sono diventati più complicati a causa della variabilità nel tempo sia delle fonti che dei carichi, dell'elevato numero di parametri che devono essere considerati, della non linearità dei componenti e del fatto che la configurazione ottimale e la strategia di controllo sono interdipendenti.

Questa complessità rende i sistemi ibridi ad energie rinnovabili particolarmente difficili da progettare ed analizzare.

Apposite tecniche di controllo e procedure di ottimizzazione sono inoltre necessarie per la gestione dei componenti e dei carichi al fine di rendere il sistema economicamente sostenibile, minimizzando allo stesso tempo i costi di produzione e le emissioni nocive. L'ottimizzazione può quindi essere multi obiettivo e addirittura con obiettivi in conflitto tra di loro.

Nel territorio italiano, caratterizzato da un'elevata penetrazione del sistema di distribuzione, non sono frequenti gli esempi di realizzazione di impianti ibridi; un

numero consistente di questi progetti si trovano, invece, nei paesi in via di sviluppo, in genere carenti nella rete infrastrutturale di trasporto dell'energia.

Se di per sé gli impianti ibridi a fonti rinnovabili multiple non sono soluzioni impiantistiche di nuova concezione, il recente sviluppo tecnologico, soprattutto nel campo della componentistica elettronica, consente ora l'accoppiamento di tecnologie rinnovabili prima difficilmente compatibili, ampliandone così il campo applicativo e favorendone la diffusione. In effetti, lo sviluppo di inverter e regolatori di carica progettati appositamente per questo tipo di applicazioni, ma anche dei sistemi di accumulo dell'energia, ha causato un consistente abbassamento dei costi ed un aumento di affidabilità.

2.2 Combinazioni di tecnologie possibili

PV/Diesel: combinando pannelli fotovoltaici e un generatore Diesel si ottiene una semplice e affidabile soluzione per regioni caratterizzate da buona insolazione. Questi impianti necessitano un inverter DC/AC se i carichi sono alimentati in alternata. Se confrontata con la comune soluzione che prevede solo il generatore Diesel, questa configurazione rende possibile un risparmio di carburante e una conseguente riduzione delle emissioni di CO₂ e inquinanti, oltre ad una notevole estensione della vita utile del generatore stesso.

Naturalmente questo risparmio non è costante durante l'anno.

Comunemente il generatore PV viene dimensionato per coprire il 100% del carico solo durante il periodo estivo e circa il 50% durante il periodo invernale, mentre il motore diesel copre la restante parte. Ciò permette di evitare il sovradimensionamento della parte fotovoltaica (che comporterebbe un aumento dei costi oltre allo spreco dell'energia prodotta in eccesso e che non può essere accumulata durante periodi con elevata disponibilità della risorsa solare).

Eolico/Diesel: questi impianti presentano una configurazione molto simile ai sistemi PV-Diesel. Si ha il vantaggio che entrambi i generatori danno un output energetico in AC e possono quindi essere direttamente connessi alla rete (previo utilizzo rettificatore). Durante i periodi caratterizzati da scarsa ventosità le batterie garantiscono la stabilità del sistema, venendo a loro volta sostituite dal Diesel se il vento è assente per periodi più lunghi.

PV/Eolico e PV/Eolico/Diesel: in certe regioni lo sfruttamento di entrambe le risorse solare ed eolica può essere favorevole, ad es. in zone costiere o montagnose con un buon irraggiamento solare. La complementarità di queste due risorse sia su base giornaliera che stagionale può essere sfruttata per garantire la produzione stabile di energia durante tutto l'anno.

Mentre per gli altri impianti ibridi con generatore Diesel l'obiettivo della progettazione è massimizzare lo sfruttamento della fonte rinnovabile, in questo caso la situazione è differente in quanto un'accurata analisi delle risorse disponibili è essenziale per la scelta della corretta configurazione.

Un sistema ibrido PV/eolico può soddisfare i carichi in ogni momento del giorno solo se le condizioni meteo sono favorevoli, interruzioni del servizio possono quindi accadere, e ciò non è auspicabile nel caso di utenze non domestiche quali ospedali, attività commerciali, ecc., può quindi essere prevista l'installazione di un motore diesel per la generazione d'emergenza.

I sistemi PV/eolico/Diesel si sono dimostrati affidabili e hanno consentito un'ulteriore riduzione del consumo di combustibili fossili rispetto agli impianti che combinano il generatore diesel con una sola fonte rinnovabile.

Per quanto riguarda l'applicazione di queste tecnologie nei paesi in via di sviluppo è da verificare se il risparmio di combustibile è sufficientemente elevato da coprire i maggiori costi di installazione ed utilizzo.

PV/Eolico/Idrogeno (celle a combustibile): combinando questi sistemi con delle celle a combustibile sarebbe possibile risolvere i problemi derivanti dallo stoccaggio dell'energia prodotta in eccesso. La si potrebbe infatti utilizzare per produrre idrogeno tramite elettrolisi dell'acqua, che può quindi essere accumulato e utilizzato in seguito nelle celle a combustibile durante i periodi di scarsità di radiazione solare e vento. Lo svantaggio di questa soluzione consiste negli eccessivi costi iniziali (elettrolizzatori, fuel cell).

PV o Eolico/Biogas

Il concetto alla base di impianti di questo tipo è molto simile ad impianti PV/Wind/Diesel. Al posto del generatore diesel può essere installata una piccola turbina a gas, un motore a combustione interna o particolari celle a combustibile. Questi generatori vengono alimentati dal gas prodotto tramite digestione anaerobica, o se la produzione non fosse sufficiente da gas propano tradizionale. Simulazioni tramite modelli di questa tipologia di impianto ne hanno dimostrato la fattibilità e illustrato il potenziale beneficio a livello ambientale che se ne può ricavare.

Eolico/Mini-Hydro

Su base stagionale queste due risorse possono completarsi a vicenda. In particolare in inverno quando il flusso d'acqua è ridotto, l'eolico può provvedere alla generazione di energia. Al contrario però durante l'estate entrambe le risorse possono scarseggiare. Inoltre spesso i generatori idroelettrici installati presso fiumi si trovano ad un basso livello dal suolo mentre i generatori eolici sono a grandi altezze per evitare turbolenze.

2.3 Configurazioni d'impianto possibili

Le fonti energetiche rinnovabili hanno differenti caratteristiche operative ed è quindi essenziale disporre di una procedura ben definita e standardizzata per connetterli a formare un impianto ibrido o a maggior ragione una mini rete, dove un insieme di fonti energetiche, sistema di accumulo e carichi sono connessi tra loro e in grado di operare autonomamente.

Una rete isolata deve inoltre essere progettata in modo tale da poter connettere le varie apparecchiature senza doverle riconfigurare o modificare per garantirne il corretto funzionamento (plug and play).

Vi sono tre opzioni per la connessione dei vari componenti dell'impianto.

Accoppiamento in DC: in questo caso i componenti funzionanti in DC (quali ad es. generatori PV e batterie) possono essere collegate direttamente al bus, così come i carichi che richiedono questo tipo di alimentazione, se necessario utilizzando un convertitore DC/DC, per garantire un accoppiamento più stabile.

Il sistema può anche alimentare carichi in AC (o essere collegato alla rete) tramite un inverter.

Se però l'inverter è soggetto ad un malfunzionamento il sistema non sarà più in grado di alimentare questi carichi. Per evitare questa situazione si possono installare più inverter di taglia minore in parallelo, ma in questo caso è necessaria la sincronizzazione del voltaggio dei diversi inverter.

Un'appropriata strategia di controllo è necessaria per garantire una adeguata distribuzione dei carichi sugli inverter.

Vantaggi:

- Accoppiamento più semplice in quanto non è richiesta sincronizzazione per integrare i diversi componenti;
- Perdite di trasmissione e distribuzione minori rispetto al caso AC;
- Le connessioni tramite un singolo cavo rendono generalmente più stabili i sistemi in DC.

Svantaggi:

- È necessario accoppiare con grande precisione i vari livelli di voltaggio per evitare ricircolo di corrente attraverso i generatori;
- Problemi di corrosione agli elettrodi;
- Necessario un gran numero di componenti e di controlli;
- Isolamento galvanico più complesso;
- Difficoltà se si ha a che fare con differenti livelli di tensione per quanto riguarda trasmissione e distribuzione.

Accoppiamento in AC: è la configurazione più frequente per questa tipologia di impianti.

Componenti come generatori eolici, diesel e idroelettrici possono essere collegati direttamente alla rete. È sempre necessario un inverter bidirezionale per l'alimentazione dei carichi in AC e per la gestione del processo di carica delle batterie (che possono a loro volta alimentare un eventuale carico DC).

Spesso le reti isolate per l'alimentazione di villaggi si affidano a bus in AC grazie alla sua maggior efficienza, flessibilità e modularità, di contro il cablaggio è più complesso. Riguardo ai costi, la differenza tra le due soluzioni (AC o DC) è trascurabile.

Vantaggi:

- tutti i componenti immettono la loro potenza in parallelo, modularità, flessibilità, ridondanza → maggiore affidabilità dell'impianto;
- regolazione del voltaggio più semplice e ciò rende più semplice l'immissione di energia nella rete;
- la possibilità in alcuni casi di eliminare convertitori (inverter), ad esempio utilizzando generatori sincroni o ad induzione che stabiliscono automaticamente il loro punto di funzionamento;
- semplice accoppiamento tra differenti livelli di voltaggio;
- semplice isolamento galvanico;
- costi di installazione ridotti dovuti ad amperaggi inferiori (in CC la tensione è limitata a 48V per ragioni di sicurezza quindi corrente aumenta) e a tecnologia degli inverter;
- ormai consolidata economia di scala per i componenti/strutture necessari.

Svantaggi:

- Necessario un preciso sincronismo, i livelli di tensione in output dalle varie fonti devono combaciare, così come la sequenza delle fasi durante la loro interconnessione e funzionamento;
- Perdite induttive e capacitive in aggiunta agli effetti di prossimità e all'effetto pelle che causano perdite nella distribuzione su lunga distanza;
- Possibilità di ricircolo di corrente tra le varie fonti;
- Problemi di compatibilità elettromagnetica;
- Maggiori limiti per quanto riguarda trasmissione e distribuzione.

Accoppiamento ibrido AC/DC: invece che connettere tutte le sorgenti a un singolo bus in AC o DC si possono prevedere due bus distinti in modo tale da eliminare convertitori e/o inverter incrementando l'efficienza della trasmissione e diminuendo i costi, è però necessaria una strategia di controllo più complessa.

Linea di distribuzione trifase vs singola fase:

l'uso di una linea di distribuzione trifase in generale permette la connessione di apparecchiature con un consumo energetico più elevato, come ad es. piccole industrie/artigianato, che possono essere presenti nel caso di alimentazione di villaggi. La rete trifase presenta altri vantaggi come la possibilità di connessione con la rete elettrica nazionale, a patto che i voltaggi siano compatibili.

Anche la connessione in singola fase presenta alcuni vantaggi: i carichi non devono essere bilanciati, i costi sono minori e vi è la possibilità di un incremento in un secondo momento della capacità di generazione.

Rete imposta da generatore/inverter o entrambi:

Gli impianti ibridi possono essere classificati anche in base alla natura/tipologia dell'unità che impone/controlla le caratteristiche della rete bilanciando generazione e consumi:

- Rete controllata dalla macchina rotante (multi-master rotating machine dominated grid): questa configurazione, tipica degli impianti la cui fonte energetica primaria è un generatore diesel, presenta differenti fonti in AC (genset, inverter PV e altre FER) che immettono potenza in rete contemporaneamente. Il generatore (o i generatori) diesel impongono le caratteristiche di rete mentre le altre fonti si adattano in voltaggio e frequenza;
- La configurazione denominata "single switched master" presenta anch'essa differenti fonti energetiche in alternata (tipicamente generatore a combustibili fossili, inverter PV e inverter delle batterie) ma il compito di controllo della rete può passare a seconda delle necessità dal generatore agli inverter di batteria (consentendo lo spegnimento del motore diesel);
- Nel caso "multi-master inverter dominated grid" alcuni degli inverter connessi alla rete partecipano alla funzione di controllo insieme ai generatori. Questo approccio è più adatto a quei casi in cui le unità di generazione sono distribuite in differenti punti della rete (e non concentrate in un unico luogo).

Multi master rotating machine dominated grid

In questa configurazione la rete viene formata da un'unità di generazione diesel composta da due o più motori, di cui almeno uno funzionante continuamente. Il funzionamento intermittente del genset è possibile solo in presenza di FER in quantità adeguata, ossia con sufficienti potenza installata e capacità di stoccaggio dell'energia.

Dato che l'accumulo tramite batterie comporta elevati costi di installazione e funzionamento (manutenzione e sostituzione periodica) in alcuni casi si può ottenere un vantaggio economico eliminando completamente il sistema di stoccaggio.

La qualità dell'energia e la stabilità del sistema dipendono quindi dall'abilità dei generatori di rispondere rapidamente a cambiamenti dei carichi o altri disturbi. Le

caratteristiche fisiche del generatore, quali ad esempio l'inerzia del corpo rotante o il tempo di risposta dell'apparecchio di controllo, hanno una grande influenza su questo aspetto.

L'aggiunta di FER ad impianti isolati può essere effettuata in maniera centralizzata o distribuita lungo la rete. Il primo approccio è preferibile da un punto di vista di controllo della rete e gestione dei flussi energetici. Il secondo permette invece di alimentare i carichi e di ridurre le perdite di distribuzione, dato che queste reti operano a bassi livelli di voltaggio.

Sistemi caratterizzati da un'elevata penetrazione delle fonti rinnovabili possono essere soggetti a sovratensioni durante periodi di elevata generazione e bassi carichi, in particolare se le FER sono installate lontano dal generatore diesel.

I motori diesel convenzionali non sono progettati per funzionare per lunghi periodi ai carichi parziali (pena consistente riduzione della vita utile). Ciò può limitare la penetrazione delle FER dato che almeno un genset deve funzionare per imporre le caratteristiche di rete e con una potenza almeno del 30-50% rispetto alla sua nominale.

L'energia prodotta in eccesso dalle fonti rinnovabili che andrebbe a ridurre il carico del diesel deve essere ridotta o dissipata. Motori di potenza ridotta sono attualmente disponibili sul mercato e ciò può risolvere questo problema.

Altri accorgimenti che possono essere adottati in questo senso possono essere:

- ridimensionare i generatori e adottare una differente strategia di controllo in modo tale da ridurre il loro contributo energetico quando il carico è basso o la producibilità delle FER è più elevata;
- equipaggiare i generatori con controllori moderni che permettano una risposta automatica e rapida ai cambiamenti delle condizioni operative;
- aumentare la capacità delle FER in termini di controllo e comunicazione, includendo eventualmente un sistema di accumulo dell'energia sul breve periodo;
- adottare una strategia di controllo che permetta di aggiungere/escludere dei carichi "staccabili/sezionabili" (quali pompaggio dell'acqua, riscaldamento/raffrescamento, ecc.) quando necessario.

Single switching master (SSM) mini-grid

Questa configurazione è stata sviluppata per piccoli impianti ibridi/PV per applicazioni domestiche. Differenti passi avanti dal punto di vista tecnologico hanno permesso l'applicazione in impianti di dimensioni maggiori, i principali sono:

- lo sviluppo di regolatori di carica che includono l'MPPT (Maximum Power Point Tracking) per i pannelli fotovoltaici e algoritmi di carica delle batterie che tengono conto degli effetti della temperatura, e che sono in grado di comunicare con gli inverter per gestire il processo di carica. Questi dispositivi possono essere integrati con gli inverter o separati;

- introduzione di componentistica di taglia maggiore, in particolare inverter con una capacità più elevata oppure dispositivi modulari che permettono l'espansione in un secondo momento;
- introduzione di reti per la connessione dei vari elementi del sistema che semplificano il controllo dell'impianto, la gestione dei flussi energetici e il monitoraggio del funzionamento;
- sviluppo di tecniche di controllo che permettono il funzionamento bidirezionale degli inverter e rapide transizioni tra le differenti modalità di funzionamento (sorgente di tensione/corrente, grid former/follower).

Gli inverter sono quindi in grado di imporre le caratteristiche di rete (in caso di più dispositivi connessi in parallelo per incrementare la capacità complessiva si ha una unità che agisce da master sincronizzando gli output AC degli altri) o di seguire le condizioni imposte dal generatore. In quest'ultimo caso possono essere configurati per occuparsi esclusivamente della carica delle batterie e/o per contribuire all'immissione di potenza nella rete in presenza di carichi particolarmente gravosi. Essi effettuano la sincronizzazione tra la rete e la nuova sorgente prima di effettuare la transizione per minimizzare i disturbi sulla rete.

La presenza di batterie per l'accumulo permette di smorzare gli effetti negativi sulla rete dovuti a rapidi cambiamenti della produzione di energia da parte delle FER o dei carichi richiesti, immettendo o assorbendo potenza (regolatori di carica e inverter bidirezionali agiscono allo stesso modo).

Multi-master inverter dominated grid

Questa configurazione prevede una struttura di controllo decentralizzata nella quale differenti unità di generazione distribuite lungo la rete cooperano per il controllo e la regolazione di tensione e frequenza (grid forming).

Generalmente, la maggior parte di queste unità vengono interfacciate/collegate alla rete tramite inverter, ma anche i classici generatori con un corpo rotante (solo se operanti a velocità variabile) possono essere integrati.

Per garantire un funzionamento stabile del sistema, mantenendo frequenza e tensione di rete entro limiti accettabili, devono essere bilanciate le potenze attive e reattive prodotte e assorbite, compito solitamente svolto dal generatore diesel.

In assenza di quest'ultimo e di un sistema di stoccaggio, dei carichi controllabili/variabili possono assorbire la potenza attiva prodotta in eccesso dalle FER, mentre un condensatore rotante (detto anche compensatore sincrono) può bilanciare la potenza reattiva.

Nel caso in cui sia presente un dispositivo per l'accumulo (batterie) con relativo inverter (o convertitore statico DC/AC) esso può funzionare da master imponendo le caratteristiche di rete. Bisogna sottolineare che mentre un sistema di stoccaggio con un'adeguata capacità (kWh) è essenziale per il bilanciamento della potenza attiva nel

lungo periodo, quella reattiva può essere generata o assorbita dall'inverter senza particolari requisiti minimi di capacità. Ciononostante, l'inverter deve avere un'appropriata potenza apparente (VA) per fornire le potenze attive (W) e reattive (Var) necessario per il bilanciamento del sistema.

In linea teorica una singola unità può essere impiegata per il controllo della rete. È però preferibile avere più unità (centralizzate o decentralizzate) che svolgano questo compito in parallelo, per motivi di ridondanza. Inoltre questo accorgimento permette di estendere la rete in un secondo momento.

La scelta di questa configurazione in passato era preclusa poiché l'utilizzo di più inverter in parallelo era possibile solo in modalità master-slave, secondo la quale un'unità "master" impone la frequenza mentre le altre "slave" si adattano di conseguenza. In aggiunta, la distribuzione della potenza tra gli inverter deve essere progettata accuratamente, ed è difficoltoso l'accoppiamento di un generatore diesel (in modo tale che partecipi anch'esso al controllo della rete, grid-forming) secondo questo schema di funzionamento.

Recentemente sono stati sviluppati inverter che presentano caratteristiche di frequenza vs potenza attiva e di tensione vs potenza reattiva simili a quelle dei generatori rotativi (a corpo rotante). Questa tecnologia dovrebbe permettere il funzionamento in parallelo di più unità (tutte partecipanti alla formazione della rete) situate in differenti posizioni della rete e senza la necessità di una linea di comunicazione dedicata a questi componenti.

2.4 Importanza dei sistemi d'accumulo dell'energia in reti isolate

Le caratteristiche di rete in un sistema isolato devono essere simili a quelle di impianti connessi alla rete nazionale, poiché le apparecchiature elettriche utilizzate dalle utenze sono le stesse e quindi richiedono la stessa power quality per poter funzionare correttamente.

Le reti isolate non possono fare affidamento sulla rete nazionale per il controllo di tensione e frequenza di linea e per il bilanciamento di produzione e richiesta di energia. Nonostante gran parte delle tecniche e degli accorgimenti impiegati per la gestione di grandi centrali possano trovare applicazione anche in impianti di taglia minore, vi sono alcune differenze:

- dato che i generatori sono spesso distribuiti lungo la mini-rete, la gestione del flusso delle potenze è più complicata rispetto alla tradizionale generazione centralizzata (dove il flusso è diretto sempre dalla centrale verso i carichi);
- sono solitamente presenti fonti energetiche rinnovabili caratterizzate da un output energetico intermittente che non possono essere gestite come i generatori convenzionali;

- la maggior parte dei generatori impiegati per la generazione distribuita si interfacciano alla rete tramite inverter le cui strategie di controllo sono differenti da quelle per macchine rotanti sincrone impiegate nelle grandi centrali;
- non è conveniente da un punto di vista economico l'installazione delle sofisticate apparecchiature di controllo utilizzate nelle centrali più grandi né l'impiego continuativo di personale per la gestione e il controllo del sistema;
- si ha spesso una minore varietà di utenze connesse alla rete (ad es. utenze domestiche con profili di carico molto simili tra loro) che comporta variazioni di carico più rapide e di maggiore entità.

La componentistica elettronica impiegata sia dal lato utenza che dal lato generazione è progettata per funzionare entro un determinato range di tensione, solitamente $\pm 5\%$ del valore nominale.

Voltaggi minori comportano un funzionamento poco performante: ad es. lampadine danno un minore output luminoso, i motori ad induzione si possono surriscaldare e danneggiare, mentre altre apparecchiature non funzionano affatto. Voltaggi elevati possono invece danneggiare le apparecchiature o comunque ridurne la vita utile.

Negli impianti ibridi la variabilità della produzione delle FER, specialmente in caso di elevata penetrazione delle stesse, rende più difficoltosa la gestione del sistema.

Il termine "elevata" penetrazione delle FER è relativo all'impianto considerato in quanto dipende sia dalla disponibilità di potenza di riserva per far fronte a cali nella generazione (regolazione verso l'alto – up regulation) sia dalla presenza di sistemi di controllo in grado di tagliare la produzione se il carico diminuisce improvvisamente (regolazione verso il basso – down regulation).

La potenza di riserva in un impianto ibrido può essere fornita da una macchina rotante (es. generatore diesel) o da un sistema di accumulo collegato alla rete. L'utilizzo di un generatore diesel comporta differenti limitazioni:

- spesso il generatore viene fatto funzionare ad una potenza inferiore di quella nominale e l'efficienza di funzionamento ai carichi parziali è minore;
- il generatore, in caso di cambiamenti della produzione da parte delle altre fonti, interviene in un primo momento rilasciando o accumulando energia nella massa rotante della macchina e quindi variando la quantità di combustibile alimentato tramite il suo sistema di controllo. Questa procedura può causare variazioni temporanee di frequenza e tensione di rete che possono durare per diversi secondi finché il generatore non raggiunge il nuovo stato stazionario di funzionamento. Se le variazioni di produzione (o dei carichi) sono di grande entità, il valore di frequenza può superare le soglie di protezione causando interruzioni di funzionamento del generatore o di altri componenti.

I sistemi di accumulo possono essere progettati per dare una risposta veloce in regolazione dall'alto o dal basso con minime variazioni di frequenza e tensione, oppure possono supportare il generatore diesel durante i transitori.

Più in generale essi possono svolgere due funzioni principali:

- bilanciamento di potenza sul breve periodo, relativamente alla regolazione della mini-rete, dove l'accumulo assorbe o immette potenza al fine di bilanciare produzione e consumi istantanei. Ciò garantisce la stabilità di tensione e frequenza della rete. Questa applicazione del sistema può essere classificata come “di potenza” in quanto l'energia accumulata viene scaricata velocemente (secondi o minuti) e in grandi quantità;
- gestione dell'energia sul lungo periodo per garantire la compatibilità tra i profili temporali dei generatori e quello dei carichi (es: accumulo dell'energia prodotta da un generatore PV durante il giorno che viene poi rilasciata durante le ore notturne). Questa viene definita come un'applicazione “di energia” dove l'energia accumulata viene scaricata lentamente e per un lungo periodo di tempo (dalle decine di minuti alle ore). La capacità di accumulo per applicazioni di energia deve essere maggiore rispetto ad applicazioni di potenza.

Per il bilanciamento di potenza sul breve periodo è necessario un breve tempo di risposta (nell'ordine dei millisecondi), buona capacità di gestione dei processi di carica e scarica (simmetria), estesa vita utile (relativamente al numero di cicli sopportabili, non solo alla durata temporale) e basso costo per kWh di capacità. La gestione sul lungo periodo richiede invece una grande capacità di accumulo, elevata efficienza di rete e basso costo.

In sintesi, un sistema di accumulo ideale per la stabilizzazione di una rete isolata dovrebbe avere le seguenti caratteristiche:

- densità di potenza elevata (più importante della densità di energia);
- elevata efficienza (che non subisca importanti variazioni al variare dello stato di carica);
- elevata affidabilità;
- ridotto tempo di risposta;
- estesa vita utile;
- basso costo.

2.4.1 Tecnologie disponibili

Le batterie al piombo acido rappresentano la tecnologia più matura e diffusa nel settore off-grid proponendo una vasta gamma di prodotti che richiedono ridotta manutenzione.

Nonostante la tecnologia sia stata introdotta più di cent'anni fa, vi sono ancora margini di miglioramento nel campo del design, della riduzione dei costi, dell'aumento della vita utile e nello sviluppo di sistemi di controllo e monitoraggio del SOC.

Il principale vantaggio consiste nel minor costo in confronto alle altre tecnologie ed elevate efficienza ed affidabilità, di contro presentano una limitata vita utile e ridotta efficienza energetica (fortemente dipendente dal regime di lavoro e dalla temperatura).

In seguito al rinnovato interesse nei confronti dei veicoli elettrici, lo sviluppo di batterie agli ioni di Litio ha ricevuto una rinnovata spinta..

Possono essere impiegate nel settore off-grid ad energie rinnovabili e offrono certi vantaggi, quali un incrementato ciclo vita, alta energia e potenza specifica, elevata efficienza energetica, (facile determinazione dello stato di carica), manutenzione non necessaria. Possono essere utilizzate in sistemi di taglia molto ridotta e sono già state integrate in sistemi PPS (Pico PV Systems). L'utilizzo in impianti di taglia maggiore è attualmente limitato a causa del loro elevato costo.

Batterie a base nickel (Ni-Cd) rappresentano un'alternativa per futuri sviluppi nel campo dello stoccaggio dell'energia, in particolare per impianti che devono operare in estreme condizioni ambientali (con temperature variabili tra i -25 e +50°C). I fenomeni di invecchiamento sono rallentati alle alte temperature e la perdita di capacità sotto gli 0°C è ridotta, inoltre queste batterie non vengono danneggiate da scariche profonde e richiedono poca manutenzione.

Devono tuttavia essere ancora ottimizzate per applicazioni fotovoltaiche, in particolare è necessario ridurre peso e volume, incrementare la vita utile ed eliminare la necessità di periodici rifornimenti d'acqua. Un ulteriore svantaggio consiste nell'utilizzo del cadmio, elemento tossico che pone seri problemi relativamente al suo utilizzo e smaltimento.

Le batterie nichel-cloruro di sodio, dette anche ZEBRA (acronimo di Zero Emission Battery Research Activities), costituiscono un significativo passo avanti rispetto alle batterie al piombo e nickel-cadmio in termini di energia specifica e di densità di energia.

Presentano inoltre un elevato rendimento energetico ma hanno lo svantaggio di funzionare ad alta temperatura (circa 250°C) che comporta un notevole consumo energetico per il riscaldamento (auto-scarica elevata).

Un'altra alternativa molto promettente sono le batterie di flusso (attualmente disponibili al bromuro di zinco o al vanadio).

A differenza delle batterie convenzionali, l'energia chimica viene accumulata in soluzioni elettrolitiche contenute in serbatoi esterni alle celle in cui avvengono le reazioni chimiche. La soluzione viene fatta circolare da un primo serbatoio attraverso le celle e quindi accumulata in un secondo serbatoio, lo scambio di ioni avviene tramite una membrana porosa, e il carico è alimentato dal flusso di elettroni.

La particolarità di questa tipologia di batterie sta nel fatto che la potenza e la capacità di accumulo sono indipendenti tra loro. La potenza può infatti essere incrementata aumentando l'area delle celle in cui avvengono le reazioni, mentre la capacità può essere modificata variando il volume di soluzione elettrolitica circolante (e di conseguenza il volume dei serbatoi che la contiene).

Inoltre essendo composte prevalentemente da materiali plastici (elettrodi inclusi) sono meno soggette a processi corrosivi e ciò comporta una maggiore vita utile (oltre 10 anni).

La necessità di dover pompare l'elettrolita dal serbatoio alle celle dove avvengono le reazioni implica però un maggior tempo di risposta (dell'ordine dei secondi) oltre ad una onerosa manutenzione del circuito idraulico.

Le più piccole batterie di flusso attualmente disponibili presentano una capacità a partire dai 10kWh e potenza nominale da 5kW in su. Il loro peso supera i 200kg e sono progettate per sopportare ripetuti processi di scarica completa.

Batterie a base sodio/zolfo presentano elevate efficienza e vita utile attesa e tempi di risposta dell'ordine dei millisecondi. Queste caratteristiche ne rendono conveniente l'utilizzo per applicazioni sia di mantenimento della qualità dell'energia che per l'assorbimento di picchi di potenza. Il principale svantaggio sta nelle elevate temperature necessarie per il funzionamento (oltre i 350°C), inoltre non sono attualmente disponibili sistemi di taglia inferiore a 500kW.

I condensatori a doppio strato (detti anche supercondensatori) sono una recente tecnologia che colma il vuoto tra i tradizionali condensatori per applicazioni elettroniche e le batterie data la notevole stabilità del loro ciclo di funzionamento e la possibilità di raggiungere potenze molto elevate. Altri vantaggi sono la durabilità, elevata affidabilità, scarsa manutenzione richiesta, lunga vita utile e rapidi processi di carica/scarica (ad elevate correnti).

Possono raggiungere un milione di cicli senza presentare fenomeni di invecchiamento, l'unico difetto consiste nel periodico deterioramento (ogni 5-6 anni) del solvente all'interno del condensatore a prescindere dal numero di cicli effettuati. Essi sono infine facilmente riciclabili o comunque smaltibili con un basso impatto ambientale.

Date le loro proprietà, i supercondensatori si adattano particolarmente ad applicazioni che richiedono un grande numero di brevi cicli di carica e scarica. Questa tecnologia presenta un grande potenziale per un futuro sviluppo.

Sistemi di stoccaggio tramite volano accumulano energia meccanica in un cilindro rotante.

Cuscinetti a levitazione magnetica possono essere utilizzati per ridurre l'usura ed incrementarne la vita utile, inoltre il volano può operare in un'atmosfera rarefatta, o sottovuoto, per ridurre/eliminare la resistenza dell'aria.

Gli aspetti di maggior rilievo dei volani sono la scarsa manutenzione richiesta e l'elevata vita utile (20 anni o decine di migliaia di cicli di profonda scarica), vengono attualmente impiegati in applicazioni che richiedono grande potenza per breve tempo.

Anche l'idrogeno, prodotto tramite elettrolisi o steam reforming, può essere impiegato per lo stoccaggio di energia. Il suo impiego in applicazioni stazionarie è però scoraggiato dalla bassa efficienza di conversione.

L'accumulo tramite pompaggio dell'acqua o aria compressa può essere impiegato solo in impianti di grande taglia ma è vincolato alle caratteristiche geologiche del sito. In Tabella 2-1 **Error! Reference source not found.** vengono riportati i costi medi delle principali tecnologie sovraccitate.

Tabella 2-1: costi medi delle tecnologie d'accumulo

Tecnologia	Costo
Piombo	100-250 €/kWh
Litio-ioni	800-1200 €/kWh
Nichel-Cadmio	700 €/kWh
Sodio-cloruro di Nichel	650 €/kWh
VRB	400 €/kWh + 2500 €/kW
Sodio-Zolfo	550 €/kWh
Supercondensatori	300-500 €/kW
Volani meccanici	1250 €/kW
Pompaggio	700 €/kW

2.5 Analisi bibliografica impianti ibridi

Riferimenti capitoli introduttivi: [1]÷[10]

Dall'analisi della letteratura relativa agli impianti ibridi per la generazione di elettricità emerge come essi siano generalmente migliori sotto molti aspetti, se confrontati con impianti che sfruttano una sola fonte energetica in particolare in aree rurali/isolate in cui l'accesso all'energia è più problematico.[11]

Ciò a causa dell'aleatorietà delle fonti solare ed eolica, si hanno quindi notevoli complicazioni nel coprire i profili di carico se queste fonti vengono utilizzate singolarmente. [12]

L'accoppiamento di differenti tecnologie consente quindi di ottenere una maggiore affidabilità e di ridurre la taglia dei componenti di generazione con una conseguente riduzione del costo dell'energia. [13]

Viene sottolineato che uno degli aspetti più problematici per la corretta progettazione di questi impianti, oltre alla valutazione delle risorse naturali disponibili, è la stima corretta dei carichi e del loro andamento. [14]

Gli impianti ibridi spesso non sono economicamente competitivi se confrontati con gli impianti convenzionali alimentati a combustibili fossili.

Ciononostante in particolari condizioni (meteo, carichi, ecc.) è stato dimostrato che gli impianti ibridi possono ridurre significativamente i costi, considerando l'intera vita utile. [15]

Inoltre il rinnovato interesse per le fonti energetiche pulite ed i recenti sviluppi relativamente a queste tecnologie in termini di costi e prestazioni possono contribuire alla diffusione di questi sistemi. [16]

Esauritive analisi sulle attività di ricerca effettuate nel campo degli impianti ibridi reperibili in letteratura [17][18] mostrano come gran parte degli sforzi siano stati concentrati sul dimensionamento e l'ottimizzazione dei componenti (studi di prefattibilità) tramite svariate metodologie applicabili sia in presenza (tecniche tradizionali basate su bilanci energetici, affidabilità del servizio, LPSP, ecc.) che in assenza (reti neurali artificiali, logiche fuzzy, algoritmi genetici, tecniche ibride) di dati meteorologici sul lungo periodo relativi alla località di installazione, sullo sviluppo di componentistica elettronica (come inverter bidirezionali, unità per la gestione dei sistemi di stoccaggio dell'energia, ecc.), sulla modellazione matematica dei componenti, sulla gestione ottimale dei flussi energetici e sull'analisi della prestazioni [19][20].

Una particolare attenzione è stata dedicata infine al funzionamento delle batterie [21] per l'accumulo dell'energia in questa tipologia di impianti in quanto viene sottolineato come il loro utilizzo consenta, oltre ad evitare il sovradimensionamento dell'impianto, di minimizzare le ore di funzionamento del gruppo elettrogeno (e il relativo il consumo di combustibile). [22][23]

Inoltre l'applicazione in sistemi che sfruttano differenti fonti energetiche consente di ridurre la dimensione del sistema d'accumulo (rispetto a impianti "tradizionali") e di massimizzarne la vita utile. [24][25]

È stata anche valutata la fattibilità economica dell'utilizzo di tecnologie innovative per l'accumulo quali superconduttori magnetici, volani meccanici, supercapacitori, batterie di flusso [26] nonché di tecnologie più consolidate come sistemi di pompaggio dell'acqua [27].

Sono infine stati analizzati differenti casi studio [28], la maggioranza dei quali riguardanti dimensionamento e ottimizzazione di impianti di generazione ibridi (generalmente fotovoltaico+eolico+batterie al Pb) per l'alimentazione sia di comunità isolate di differenti dimensioni che di stazioni radio o applicazioni mobili (es. impianto installato in un container) in differenti paesi quali Algeria, Iran, Turchia, Arabia Saudita, Francia (Corsica), India, ecc.

Frequentemente si ricorre all'utilizzo di indici economici quali COE (Cost Of Energy), LPSP (Loss of Power Supply Probability), LCC (Life Cycle Cost), LEC (Levelised Energy Cost), ELR (Energy to Load Ratio) e altri per individuare la soluzione più conveniente.

Il costo medio dell'energia prodotta nei casi studio analizzati risulta compreso tra 1 e 3 €/kWh, variabile in funzione della disponibilità di risorse solare/eolica e dell'entità/profilo dei carichi elettrici.

2.6 Programmi di simulazione del funzionamento di impianti ibridi

I programmi di simulazione sono gli strumenti più comunemente utilizzati per valutare le prestazioni di sistemi ibridi. Tramite simulazioni computerizzate, la configurazione ottimale può essere trovata paragonando le performance e i costi di generazione delle differenti alternative.

Svariati software sono disponibili per la progettazione di questa tipologia di impianti [37].

HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables), sviluppato da NREL (National Renewable Energy Laboratory), è il software di ottimizzazione per impianti ibridi più utilizzato. È in grado di ottimizzare impianti ibridi composti da generatori fotovoltaici, batterie, turbine eoliche, turbine idrauliche, generatori AC, celle a combustibile, elettrolizzatori, serbatoi di idrogeno, convertitori bidirezionali AC-DC, e caldaie. I carichi possono essere AC, DC o termici. La simulazione viene effettuata utilizzando dati con intervalli di tempo pari ad un ora, all'interno dei quali tutti i parametri (carichi, input e output dei vari componenti) rimangono costanti.

HYBRID2 è stato sviluppato dal RERL (Renewable Energy Research Laboratory) dell'università del Massachusetts ed è un programma di simulazione di impianti ibridi. Gli impianti possono includere tre tipi di carichi elettrici, differenti tipologie di turbine eoliche, generatori fotovoltaici, generatori diesel, batterie e quattro tipi di

apparecchiature per la conversione di potenza. Altri componenti quali, ad esempio, celle a combustibile o elettrolizzatori, possono essere modellati nel software. La simulazione è molto accurata, potendo ricevere in ingresso dati con intervalli di tempo che possono variare da 2h a 5min. vi sono svariate possibilità nella scelta della strategia di controllo. NREL raccomanda di simulare il sistema tramite HOMER e quindi, una volta ottenuta la configurazione ottimale, migliorare il design tramite HYBRID2.

HOGA è un programma di ottimizzazione sviluppato dal Dipartimento di Ingegneria Elettrica dell'Università di Saragozza (Spagna). L'ottimizzazione viene effettuata utilizzando Algoritmi Genetici e può essere mono o multi obiettivo. Permette di trattare impianti costituiti da generatore fotovoltaico, batterie, turbine eoliche, turbine idrauliche, generatore AC, celle a combustibile, elettrolizzatore, rettificatore e inverter. I carichi possono essere AC, DC o carichi richiedenti idrogeno. Anche questo programma utilizza in ingresso dati orari (in ciascun intervallo di tempo tutti i parametri rimangono costanti). Anche le strategie di controllo vengono ottimizzate tramite Algoritmi Genetici.

TRNSYS (Transient Energy System Simulation Program) è un software di simulazione di sistemi energetici, sviluppato nel 1975 dall'Università del Wisconsin e dall'Università del Colorado. È stato inizialmente concepito per la simulazione di sistemi termici ma nel corso degli anni è diventato anche un simulatore di impianti ibridi includendo solare fotovoltaico, termico e altri sistemi. Le librerie standard del programma includono gran parte dei componenti che si possono ritrovare in impianti ad energie rinnovabili.

HYDROGEMS non è un programma, ma una serie di librerie sviluppate dall'Institute for Energy Technology (IFE, Norway) che possono essere utilizzate tramite TRNSYS e il software Engineering Equation Solver (EES). Queste librerie modellano i seguenti componenti: generatori PV, turbine eoliche, generatori diesel, celle a combustibile polimeriche e alcaline, elettrolizzatori, serbatoi di idrogeno, batterie al Pb acido e convertitori DC/AC. È inoltre possibile effettuare ottimizzazioni economiche se usate con il software GenOpt.

HYBRIDS è un programma di simulazione e di valutazione economica per impianti PV/eolico/diesel/batterie, che utilizza dati orari e permette il calcolo dell'NPC.

INSEL è stato sviluppato presso l'Università di Oldenburg e permette la simulazione di impianti ad energie rinnovabili. L'utente seleziona porzioni di libreria per poi ricombinarle nell'ordine voluto per definire la struttura del sistema. L'intervallo di tempo tra i dati in ingresso può essere stabilito dall'utente. La flessibilità nel creare differenti modelli e configurazioni di impianto è la caratteristica più interessante di questo programma, che però consente di effettuare simulazioni, non ottimizzazioni.

ARES è un programma sviluppato presso l'Università di Cardiff che simula con grande precisione impianti PV/eolico/batterie.

RAPSIM (Remote Area Power Supply Simulator) è stato creato presso l'Università di Murdoch a Perth, Australia. Questo software è utilizzato per selezionare

opportunamente impianti ibridi PV/W/D/batt. Vengono calcolati i costi lungo tutta la vita utile dell'impianto, ed è possibile modificare i singoli componenti al fine di valutare l'influenza sul costo finale.

SOMES è stato sviluppato presso l'Università di Utrecht e può simulare impianti ad energie rinnovabili. Il sistema può essere composto da generatori PV e/o eolici, generatore Diesel, rete di distribuzione, batterie e differenti tipologie di convertitori.

SOLSIM è stato sviluppato a Fachhochschule Konstanz (Ger). Include modelli per pannelli fotovoltaici, turbine eoliche e generatori diesel e vi è la possibilità di includere biogas, generatori a biomasse per la produzione di elettricità o calore. Esso simula il funzionamento dell'impianto effettuando anche un'analisi economica.



3 Impianto ibrido di Val Codera

3.1 Caratterizzazione sito d'installazione

L'impianto ibrido ad energie rinnovabili è stato progettato per provvedere all'alimentazione di energia elettrica di una comunità isolata, garantendo un servizio affidabile e di qualità e al tempo stesso la salvaguardia ambientale sia in termini di emissioni inquinanti in atmosfera che di impatto visivo e acustico.

La località di installazione del sistema di generazione è Bresciadega in Val Codera, frazione del comune di Novate Mezzola (SO).

La Val Codera è una profonda valle di notevole valore naturalistico situata all'estremità settentrionale del lago di Como che confluisce nella Val Chiavenna in corrispondenza del Lago di Mezzola.

La comunità di Bresciadega si trova a metà della valle ed è costituita da circa 30 case, abitate prevalentemente durante il periodo estivo e nei fine settimana, e da un rifugio turistico.

Essa è priva di connessione alla rete elettrica nazionale così come di un collegamento stradale con i comuni sottostanti; è quindi accessibile solo tramite un ripido sentiero percorribile a piedi o tramite elicottero.

I dati geografici di riferimento per la località sono:

- Latitudine: 46° 26';
- Longitudine: 9° 51';
- Altitudine: 1215 m s.l.m.

Il sito d'installazione dell'impianto è costituito dall'edificio adibito ad appoggio per il Consorzio Forestale della Val Codera (CFVC) situato nelle immediate vicinanze di Bresciadega.

L'ubicazione dei singoli componenti è la seguente:

- Generatore fotovoltaico → tetto dell'edificio;
- Inverter, batterie, gruppo elettrogeno, quadri elettrici, sistema di acquisizione dati → interno dell'edificio;
- Generatore eolico → in prossimità dell'edificio;
- Rete elettrica di distribuzione → dall'edificio alle abitazioni



Figura 3-1: Val Codera, comunità di Bresciadega



Figura 3-2: sito d'installazione dell'impianto ibrido

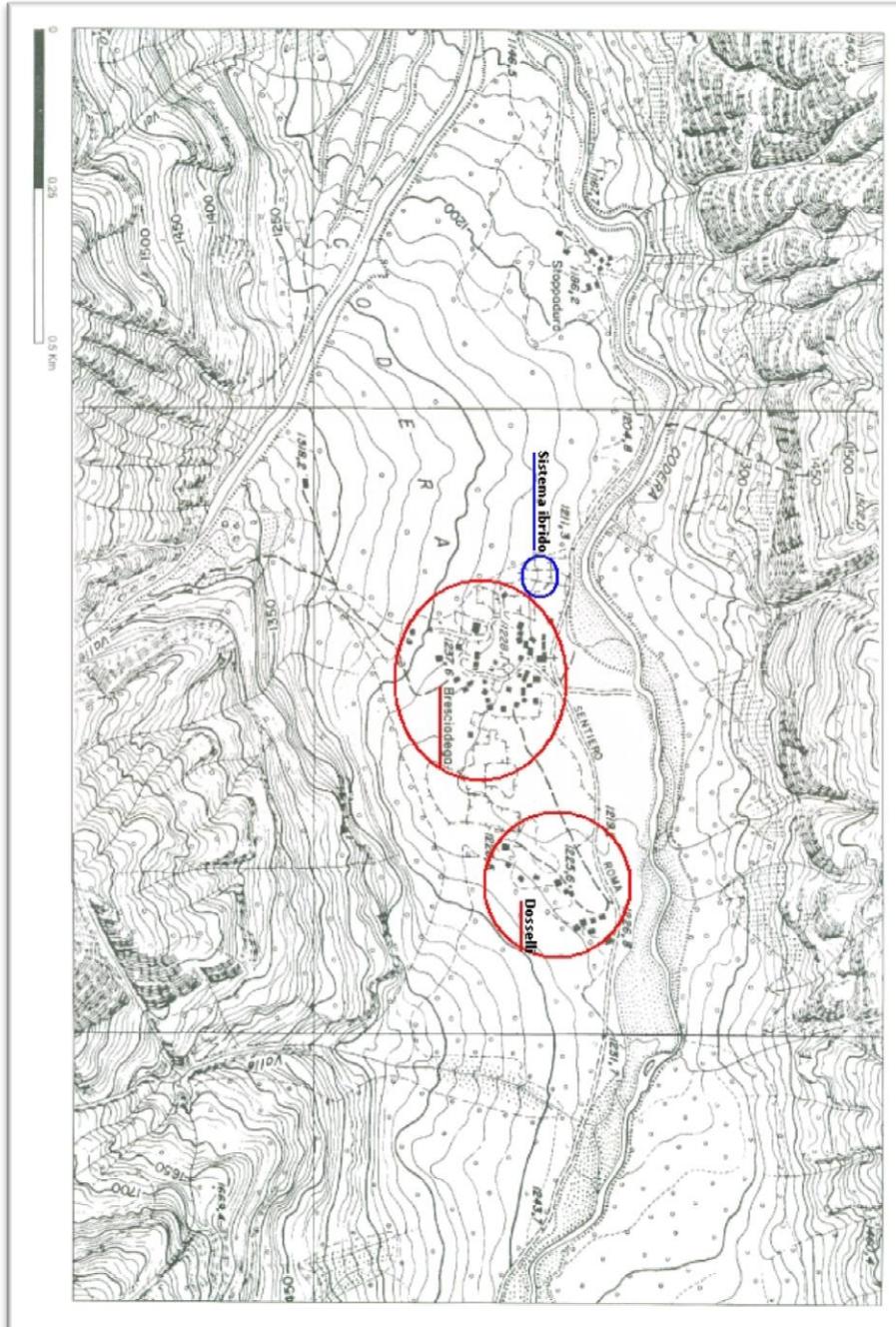


Figura 3-3: sito di installazione del sistema ibrido della Valcodera, Comune di Novate Mezzola (SO)

3.1.1 Consumi elettrici previsti

In seguito a un'indagine condotta da CESI e dal CFVC, è stato deciso l'allacciamento al sistema ibrido di 15 utenze, situate prevalentemente a Bresciadega e, in parte, nella limitrofa Dosselli (piccolo agglomerato di abitazioni leggermente più a monte). Tenendo in considerazione le limitate dimensioni delle abitazioni e il prevedibile fabbisogno energetico (frigorifero, TV e punti luce) di utenze tipiche in situazioni similari (utenze rurali, seconde case, ecc.) il carico elettrico che l'impianto deve alimentare è stato stimato come di seguito riportato:

Periodo estivo (da Giugno a Settembre):

- utilizzo: presenza giornaliera, tutti i giorni del mese;
- consumo medio per utenza: 5 kWh/gg;
- fattore di contemporaneità: 1;
- consumo complessivo giornaliero: 75 kWh/gg;
- consumo complessivo medio mensile: 2300 kWh.

Rimanente periodo dell'anno:

- utilizzo: presenza fine settimana, 10 giorni/mese;
- consumo medio per utenza: 3 kWh/gg;
- fattore di contemporaneità: 0,5;
- consumo complessivo giornaliero: 22,5 kWh/gg;
- consumo complessivo medio mensile: 225 kWh.

Dove per fattore di contemporaneità si intende il rapporto tra la potenza realmente assorbita dai carichi e la somma delle potenze di tutti gli utilizzatori, per tener conto del fatto che le varie apparecchiature elettroniche non verranno utilizzate contemporaneamente.

I consumi previsti sono quindi riepilogati in Tabella 3-1, tenendo conto che nella realtà la transizione tra consumi estivi e quelli del resto dell'anno è più graduale di quanto mostrato.

Il consumo annuo previsto risulta circa 11 MWh.

Tabella 3-1: consumi elettrici previsti

	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
kWh/gg	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	75.0	75.0	75.0	75.0	22.5	22.5	22.5
kWh/mese	225	225	225	225	225	2,250	2,325	2,325	2,250	225	225	225

3.1.2 Risorsa solare (e T)

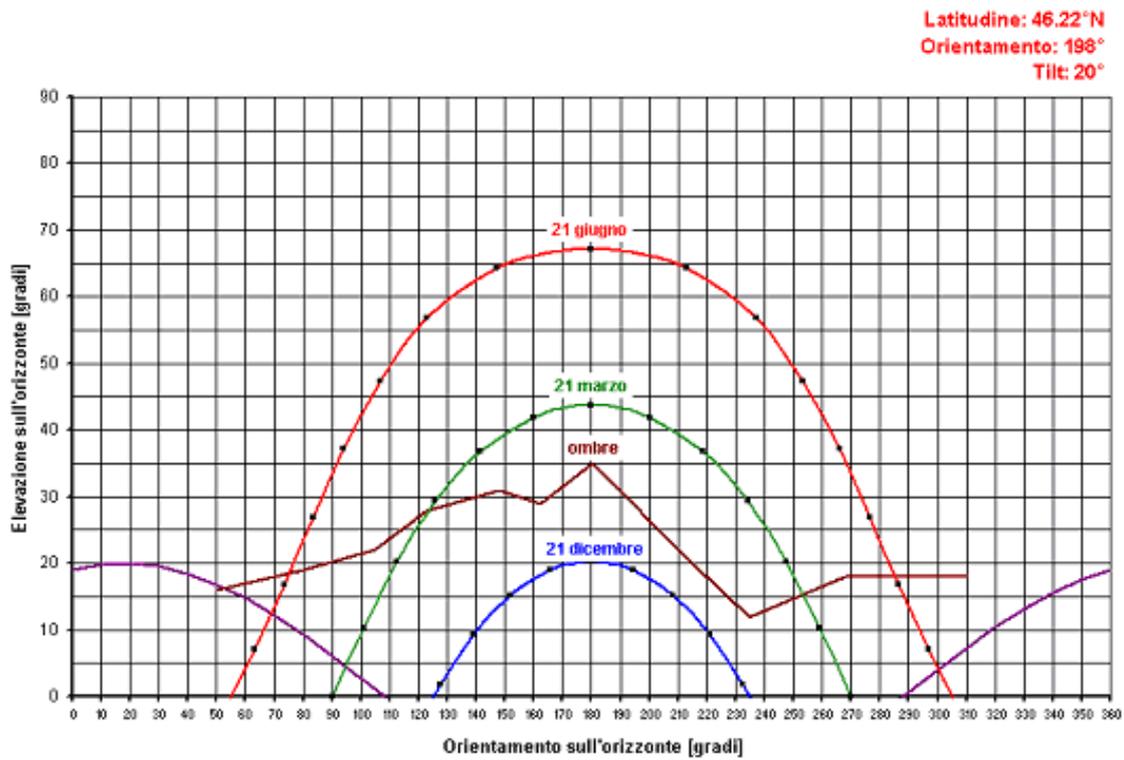
In fase di progettazione, non essendo disponibili dati climatici storici per la località in questione, sono stati considerati quelli relativi alla località più vicina con caratteristiche orografiche compatibili. È stata quindi considerata la località di Davos situata in Svizzera, i cui dati climatici sono reperibili nell'Atlante Solare Europeo. Sulla base di tali dati è stata stimata per la località di Bresciadega una disponibilità di radiazione solare media annua sul piano orizzontale pari a 3,72 kWh/m²/gg.

In Tabella 3-2 sono riportati i valori di radiazione solare globale incidente sul piano orizzontale (H) e sul piano inclinato (H_i) 20° rivolto a 18° verso Sud-Ovest (pari all'inclinazione del tetto dell'edificio sul quale sono installati i moduli), per la località scelta.

I dati in tabella sono stati determinati tramite un apposito software che consente di valutare anche la radiazione solare effettivamente disponibile sul piano dei moduli fotovoltaici tenendo conto dell'ombreggiamento provocato dagli ostacoli circostanti (H_{io} = radiazione persa a causa di ombreggiamenti, P = perdita percentuale), costituiti sia da alberi che dalle montagne.

Tabella 3-2: risorsa solare

Mese	H [kWh/m ² /gg]	H _i [kWh/m ² /gg]	H _{io} [kWh/m ² /gg]	P [%]
Gennaio	1.55	2.36	0.56	-76
Febbraio	2.45	3.32	1.73	-48
Marzo	3.99	4.86	4.52	-7
Aprile	5.23	5.77	5.63	-2
Maggio	5.66	5.84	5.76	-1
Giugno	5.48	5.50	5.45	-1
Luglio	5.56	5.64	5.58	-1
Agosto	4.74	5.03	4.95	-2
Settembre	4.09	4.73	4.55	-4
Ottobre	2.88	3.74	2.78	-26
Novembre	1.67	2.43	0.63	-74
Dicembre	1.35	2.15	0.49	-77
Media annua	3.72	4.28	3.55	
Totale annua, kWh/m ²	1360	1564	1300	-17



La temperatura media giornaliera dell'aria esterna nel sito considerato, secondo informazioni locali, varia nel corso dell'anno tra -10 e 25°C .

3.1.3 Risorsa eolica

I dati di vento, ottenuti dalla Norma UNI 10349, nonché da informazioni locali e da una breve campagna anemologica condotta dal CESI, prevedono:

- Direzione prevalente del vento (media annua): da Est a Ovest;
- Velocità del vento (media annua): 3 m/s;
- Zona vento: 2, secondo la Norma UNI 10349.

3.2 Descrizione generale dell'impianto

L'impianto ibrido è costituito dai seguenti componenti principali, disposti secondo lo schema visibile in Figura 3-5 e le cui caratteristiche sono riportate sinteticamente in Tabella 3-3:

- Generatore fotovoltaico da circa 14,2 kWp;
- Generatore eolico da circa 10 kVA;
- Batterie con una capacità complessiva di circa 169 kWh;
- Inverter di generatore fotovoltaico per circa 11 kW complessivi;
- Convertitori di batteria per circa 11 kW complessivi;
- Gruppo elettrogeno d'emergenza per circa 22 kVA.

Il sistema di generazione è poi completato con una rete elettrica di distribuzione esercita con tensione pari a 400 Vca trifase e con frequenza pari a 50 Hz.

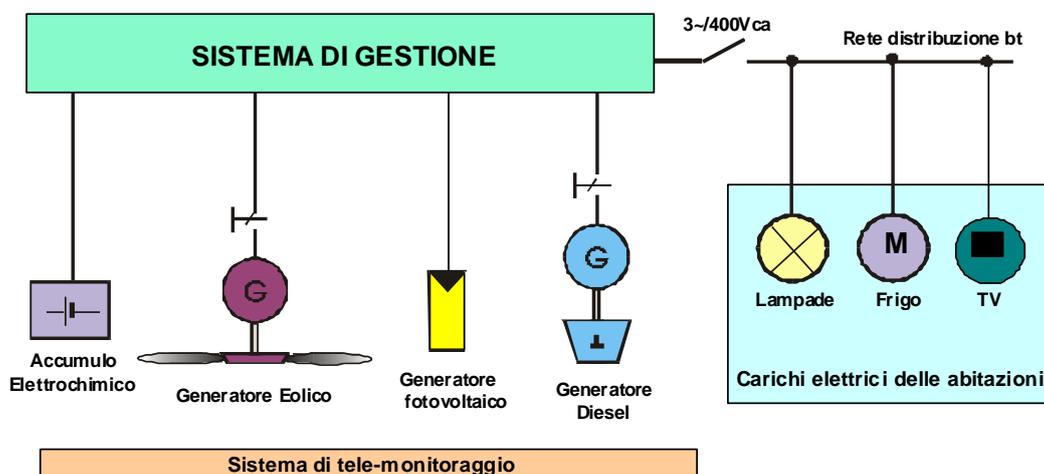


Figura 3-5: rappresentazione schematica della struttura dell'impianto ibrido

Tabella 3-3: caratteristiche principali dei componenti dell'impianto

Generatore fotovoltaico	Potenza nominale, Pn: Tensione alla massima potenza, Vm (STC): Corrente alla massima potenza, Im (STC): Tensione massima (circuito aperto), Voc (STC): Corrente massima (corto circuito), Isc (STC): N° moduli totale / in serie: N° stringhe complessive:	14.16 kWp 365 e 272 V 43 A 440 e 330 V 45.5 A 240 / 20 e 15 13 (9 da 20 e 4 da 15 moduli)
Moduli fotovoltaici (n° 72)	Tipo: Potenza nominale, Pn: Tensione alla massima potenza, Vm (STC): Corrente alla massima potenza, Im (STC): Tensione massima (circuito aperto), Voc (STC): Corrente massima (corto circuito), Isc (STC): Tipo celle fotovoltaiche: N° celle totale / in serie:	BP Solar 560/2, 59 Wp 18.1 V 3.3 A 22.0 V 3.5 A Silicio monocristallino 36 / 36
Strutture di sostegno	Materiale: Posizionamento:	Profilati alluminio/acciaio legato A tetto su falda inclinata 20°
Convertitori di Batteria (n° 3)	Tipo Potenza nominale in ingresso: Corrente nominale d'ingresso: Tensione d'ingresso: Potenza nominale in uscita: Tensione d'uscita:	SMA Sunny Island 4500 3.7 kW 70 A 48-60 V 3.7 kW (Pmax=6 kW per 1min) 200-260Vca @48-54Hz monofase sinusoidale
Inverter (n° 6)	Tipo Potenza nominale in ingresso: Corrente nominale d'ingresso: Tensione d'ingresso: Potenza nominale in uscita: Tensione d'uscita:	SMA Sunny Boy 3000/1700/1100 3 / 1.7 / 1.1 kW 11,2 A / 12A / 8.5A 290-600 V / 150-300V / 150-400V 2600 W / 1500W / 1000W 230 Vca monofase sinusoidale
Generatore Eolico	Tipo: Potenza nominale in uscita: Inverter per rete elettrica trifase 400 Vca: Torre a traliccio autoportante:	Bergey BWC EXCEL S/50 10 kW GridTek 10 SSV, altezza 18 m
Gruppo Elettrogeno	Tipo: Potenza nominale in uscita:	Atlas Copco 22 kVA
Batterie (n° 60)	Tipo: Tensione nominale: Capacità, C10:	Batterie stazionarie al Pb acido 60 V (2x1400 Ah) 168 kWh

3.3 Componenti

3.3.1 Generatore fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico è composto da 240 moduli al silicio per un totale di 14,16 kWp, montati su una struttura di acciaio zincato a caldo, la quale è a sua volta fissata sulla copertura dell'edificio, orientata a Sud (precisamente 18° verso Sud-Ovest) e inclinata di 20° sul piano orizzontale.

I moduli fotovoltaici sono del tipo BP Solar 560/2 le cui caratteristiche tecniche sono riportate in Tabella 3-4.

Sono composti da celle al silicio monocristallino di forma quadrata con dimensioni 100x100mm. La protezione frontale è costituita da vetro a basso contenuto di sali ferrosi, temprato per resistere ad urti e grandine senza riportare danni.

Le celle poste tra due fogli di E.V.A. (etilvinile acetato) laminati sotto vuoto e ad alta temperatura, mentre la protezione posteriore dei moduli è costituita da una lamina di TEDLAR, un polimero impermeabile e stabile in grado di resistere all'esposizione ad agenti atmosferici e a radiazioni ultraviolette.

La cornice di supporto è realizzata con un profilo di alluminio estruso ed anodizzato.

La scatola di connessione, realizzata in resina termoplastica si trova nella parte posteriore del pannello e contiene al suo interno una morsettiera con i diodi di bypass ed i collegamenti di uscita.

Il produttore garantisce questo modello per 12 anni, assicurandone una resa pressoché inalterata per un periodo di tempo molto esteso.

Il generatore fotovoltaico è composto da 13 stringhe di moduli in serie, disposti sulla base di criteri di ottimizzazione energetica e di interfaccia con gli inverter fotovoltaici, che presentano le caratteristiche riepilogate in Tabella 3-5.

Tabella 3-4: principali caratteristiche elettriche dei moduli PV

	Moduli fotovoltaici:	BP Solar 560/2
	Potenza nominale a STC:	59 Wp
	Tensione nominale (V_{mp}):	18,1 V
	Corrente nominale (I_{mp}):	3,3 A
	Tensione a circuito aperto (V_{oc}):	22,0 V
	Corrente di corto circuito (I_{sc}):	3,5 A
	Tipo celle:	Si - mono
	Numero di celle:	36
	Collegamento delle celle:	In serie
	Numero di diodi di bypass:	2
	Tensione massima di sistema:	600 V
	Dimensioni celle (l x h):	100 x 100 mm
	Dimensioni moduli (l x h):	825 x 530 mm

Tabella 3-5: caratteristiche delle stringhe del generatore PV

Stringa	1A	2A	3A	1B	2B	3B	1C	2C	3C	1D	2D	1E	1F
Moduli in serie nella stringa:				20								15	
Potenza nominale di picco [kWp]				1,18								0,89	
Tensione alla max potenza a +25°C [V]				362								272	
Corrente alla max potenza [A]				3,3								3,3	
Tensione a circuito aperto a +25°C [V]				440								330	
Tensione a circuito aperto a -10°C [V]				500								375	
Corrente di corto circuito [A]				3,5								3,5	
Inverter collegato	INV4		INV5			INV6			INV7	INV8	INV9		

3.3.2 Struttura di sostegno dei moduli

I moduli fotovoltaici sono montati sull'edificio mediante profili in acciaio zincato e alluminio, appoggiati alla copertura e fissati mediante bulloneria in acciaio inox. Le strutture così realizzate sono sovrapposte alla copertura, in modo da non pregiudicarne l'impermeabilizzazione.

Come osservabile in Figura 3-6 i moduli sono disposti in maniera aderente al tetto in modo tale da garantirne una buona integrazione con l'edificio anche da un punto di vista visivo. Ciò è a scapito della ventilazione della parte posteriore dei moduli, fatto che in altre situazioni potrebbe portare i moduli al surriscaldamento con un inevitabile decadimento delle prestazioni energetiche.

Nel caso della Val Codera si è ritenuta trascurabile questa problematica considerando le temperature non eccessive della zona.



Figura 3-6: struttura di sostegno dei moduli PV

3.3.3 Generatore eolico

Il generatore eolico è costituito da una turbina Bergey BWC EXCEL S/50 con una potenza nominale di 10 kW. Si tratta di una turbina eolica di piccola taglia progettata per il collegamento alla rete elettrica, che garantisce un basso livello di manutenzione ed un elevato grado di affidabilità anche in condizioni atmosferiche avverse. La BWC EXCEL era al momento dell'installazione la turbina eolica più diffusa nel mondo nel range di potenza da 2 a 20 kW, vantando oltre 600 installazioni in più di 30 Paesi. Essa dispone di un rotore tripala di diametro pari a 7 m. Le pale, realizzate in vetroresina, sono rigidamente vincolate al mozzo, ma flessibili in torsione in quanto dotate di un sistema passivo di regolazione aerodinamica del passo. Tale sistema, denominato Powerflex®, consente di avere un passo più alto in condizioni di start-up, per favorire l'avvio della turbina a bassi venti, che si riduce in funzione della velocità di rotazione per effetto della deformazione torsionale impressa dai carichi aerodinamici, ottimizzando quindi la producibilità della turbina in tutte le condizioni operative.

Il profilo alare utilizzato sulla Excel è stato progettato specificatamente per garantire bassi valori del numero di Reynolds, ovvero regimi a basso livello di intensità di turbolenza, anche in condizioni di funzionamento con accumulo di sporco (polvere, insetti) sul bordo d'attacco delle pale.

La turbina eolica Excel può essere installata su pali di diversa tipologia, strallati o autoportanti, tralicciati o tubolari, e di altezza non inferiore a 18 m. Nel caso del sistema ibrido oggetto di studio, l'aerogeneratore è installato nell'area antistante il locale appoggio del Consorzio Forestale Val Codera su un palo a traliccio alto 18 m. La macchina è capace di operare in maniera automatica adattandosi anche alle più avverse condizioni ambientali ed è in grado di funzionare a temperature tra -40 e +60°C, senza sostanzialmente richiedere manutenzione.

In Figura 3-7 sono presentate delle immagini dell'aerogeneratore e del traliccio tratte dal catalogo del Costruttore.

Il generatore Eolico Excel-S/50 è dotato di un inverter GridTek 10 per il collegamento alla rete elettrica trifase 400 Vca.

Esso è in grado di gestire la potenza prodotta, eventualmente limitandola nel caso in cui non vi sia sufficiente richiesta da parte dei carichi o in caso di malfunzionamenti (ad es. brusche fluttuazioni delle caratteristiche di rete).

Il funzionamento a vuoto della macchina comporta un aumento della velocità di rotazione e quindi un incremento della rumorosità, il tutto senza rischio di danneggiare la macchina che è progettata per ruotare il rotore disponendolo di taglio rispetto al vento, nel caso in cui la velocità superasse le soglie di sicurezza.

Alcune considerazioni vanno fatte in merito al rumore prodotto dall'aerogeneratore scelto, specialmente in considerazione di eventuali disagi causati agli abitanti che risiedono più vicini all'aerogeneratore. Al riguardo si può affermare che:

- a distanze comprese fra 5 m e 15 m dalla base della torre, il livello di rumore generato dalle pale rotanti della turbina è pari al rumore ambiente più 5 dB;
- a distanze maggiori di 30 m non può esser percepito alcun rumore attribuibile alla turbina.

Inoltre è da considerare che la tonalità del rumore generato dalla turbina è simile per caratteristica a quello delle onde del mare e a quello prodotto dal vento attraverso alberi con molto fogliame che, nel sentimento comune, non sono considerati fonte di particolare disagio o stress.

Tabella 3-6: principali caratteristiche dell'aerogeneratore

Bergey BWC Excel S/50	
Performance	
Velocità di start-up	3.1 m/s
Velocità di cut-in	3.5 m/s
Velocità nominale (rated)	12.4 m/s
Velocità di cut-out	-
Velocità furling	15.7 m/s
Velocità massima sopportabile	54 m/s
Potenza nominale	10 kW
Velocità rotazione del rotore	0 -350 rpm
Caratteristiche meccaniche	
Tipologia rotore	Tripala
Diametro rotore	7 m
Peso	463 kg
Controllo inclinazione pale	POWERFLEX
Temperatura di funzionamento	-40 ÷ +60°C
Caratteristiche elettriche	
Output	230 V, 50-60 Hz
Generatore	Alternatore a magneti permanenti
Inverter	GridTek 10 PPC



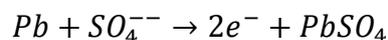
Figura 3-7: generatore eolico

3.3.4 Batterie

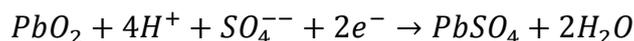
Il sistema di accumulo dell'energia è costituito da 60 Exide OPzS Solar 1990, batterie al Piombo acido di tipo ventilato a basso contenuto di antimonio.

L'elettrodo negativo è costituito da Pb puro mentre quello positivo da biossido di Pb presente sotto forma di pasta spugnosa applicata ad un apposito supporto (nel caso in questione di forma tubolare). L'elettrolita della cella, uguale per entrambi gli elettrodi, è costituito da una soluzione acquosa di acido solforico, ricca di ioni positivi di idrogeno e ioni negativi di solfato.

Durante la scarica, all'elettrodo negativo il piombo si combina con gli ioni solfato dell'elettrolita liberando elettroni (generando energia elettrica) e producendo solfato di piombo secondo la reazione:



All'elettrodo positivo, il biossido di piombo si combina con gli ioni idrogeno e solfato, e con gli elettroni proveniente dal circuito esterno, originando a sua volta solfato di piombo ed acqua.



Durante la scarica si ha quindi una progressiva trasformazione di entrambi gli elettrodi in solfato di piombo e la contemporanea formazione di acqua, che riduce la densità dell'elettrolita (tramite la misura della densità è quindi possibile determinare lo stato di carica delle batterie).

Le reazioni durante la ricarica avvengono nel verso opposto a quello appena illustrato.

Oltre alle reazioni principali già menzionate si manifestano anche reazioni parassite; tra queste la più importante è la reazione di gassificazione che si manifesta nella fase finale della ricarica.

Quando la cella si avvicina alla completa ricarica e la tensione ai morsetti aumenta oltre un certo valore (detto “tensione di gassificazione”) si innescano reazioni di sovraccarica che producono idrogeno all’elettrodo negativo e ossigeno a quello positivo, consumando parte dell’acqua presente nell’elettrolita (oltre a parte dell’energia fornita dalla cella con conseguente riduzione del rendimento di carica). Queste batterie sono progettate appositamente per applicazioni di tipo stazionario e possono sopportare un elevato numero di cicli con profonda carica e scarica (elevata DOD = Depth Of Discharge).

La severità dei processi a cui vengono sottoposte influenza in maniera importante la durata della vita utile, come visibile in Figura 3-8.

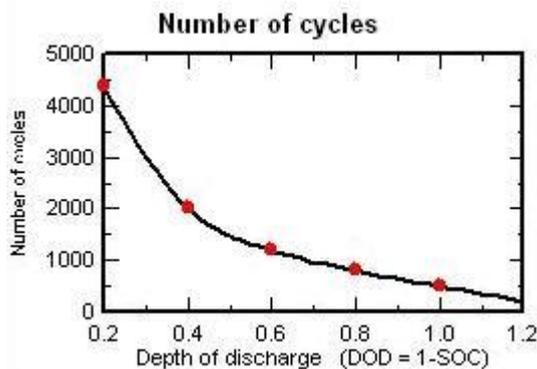


Figura 3-8: effetto di DOD sulla vita utile delle batterie al Pb

Il principale vantaggio delle batterie ventilate rispetto alle concorrenti batterie al Pb acido ermetiche, consiste nel minor costo per ciclo di carica/scarica. Di contro richiedono una regolare manutenzione (circa ogni 6 mesi) per reintegrare le perdite d’acqua che si verificano durante il processo di carica.

La produzione di idrogeno e ossigeno gassosi può portare alla formazione di miscele potenzialmente esplosive, è stata quindi prevista un’adeguata ventilazione del locale batterie per evitare che le concentrazioni di questi gas superino i livelli di sicurezza.

Tabella 3-7: principali caratteristiche delle batterie

Batterie	Exide OPzS Solar 1990
Tecnologia:	Pb acido, ventilate, elettrodi tubolari
Tensione nominale:	2 V
Capacità nominale (C10):	1411 Ah
Resistenza interna:	0.23 mOhm
Corrente di auto scarica (@ 20°C):	93.9 mA
Dimensioni:	215x277x695 mm
Peso:	86.4 kg
Densità di energia:	31 kg/kWh

La capacità complessiva è pari a 169 kWh ed è dimensionata per consentire una autonomia del sistema di circa 2 giorni, con carichi relativi al periodo estivo e di circa 6 giorni, nel resto dell'anno, in assenza di produzione dai generatori fotovoltaico ed eolico.

Gli accumulatori vengono montati su appositi scaffali a due diverse altezze, su quattro file, posizionati in uno dei locali seminterrati del fabbricato servizi, attrezzato secondo norme per l'utilizzo come locale batterie.



Figura 3-9: locale batterie

3.3.5 Inverter fotovoltaici

Gli inverter collegati al generatore fotovoltaico sono convertitori statici che trasformano la potenza in corrente continua generata dai moduli fotovoltaici in corrente alternata, che viene immessa nella rete monofase a 230 Vca.

Sono componenti caratterizzati da una struttura semplice e robusta ad alto rendimento ed elevata affidabilità.

La corrente continua viene immessa tramite un ponte MOSFET ad alta frequenza (20kHz) in un circuito intermedio a corrente alternata e da questo attraverso un trasformatore a nucleo toroidale, alla rete in ca.

Un apposito circuito elettronico MPPT (Maximum Power Point Tracking) consente di inseguire istante per istante il punto di massima potenza del generatore fotovoltaico, massimizzando l'energia prodotta.

La corrente generata è controllata mediante un microprocessore che ne garantisce una forma sinusoidale con un fattore di distorsione estremamente ridotto.

Una gestione completamente automatizzata garantisce il funzionamento nelle varie situazioni operative, evitando la dissipazione di potenza da parte dei moduli nel funzionamento a vuoto (per valori molto bassi dell'irraggiamento essi si comportano come carichi, assorbendo corrente) e tagliando quando necessario la potenza in uscita dalla schiera di moduli (procedimento illustrato meglio in seguito).

Gli inverter, le cui caratteristiche sono riportate in Tabella 3-8 sono alloggiati nella Sala Quadri all'interno del locale tecnico del CFVC (Figura 3-10).

La conversione della potenza da continua in alternata è realizzata mediante 6 inverter distribuiti sulle tre fasi del sistema elettrico trifase, per una potenza nominale complessiva di circa 14 kVA:

- n. 3 inverter di SMA Sunny Boy SB 3000
- n. 1 inverter di SMA Sunny Boy SB 1700
- n. 2 inverter di SMA Sunny Boy SB 1100.



Figura 3-10: inverter di generatore fotovoltaico

Tabella 3-8: principali caratteristiche degli inverter

Inverter	SMA Sunny Boy SB 3000	SMA Sunny Boy SB 1700	SMA Sunny Boy SB 1100
Tipo di funzionamento:	in parallelo alla rete elettrica		
Tensione d'ingresso:	290-600 V	150-300V	150-400V
Corrente massima di ingresso:	11,2 A	12A	8.5A
Potenza massima PAC:	3000 W	1700W	1100W
Potenza nominale:	2600 W	1500W	1000W
Tensione nominale lato c.a.:	230 Vca		
Tensione di funzionamento lato c.a.:	198 ÷ 251 V		
Frequenza funzionamento lato c.a.:	49,8 ÷ 50,2 Hz		
Stringhe parallelabili:	3	2	2
Connessione lato c.c.:	connettori tipo Multicontact		
Cos φ:	~ 1		
Distorsione della corrente di rete:	< 4%		
Max ripple lato c.c.:	≤ 10%		
Consumo in funzionamento:	< 7 W	< 5 W	< 4 W
Consumo in stand-by:	0,1 W		
Massimo rendimento:	95%		
Rendimento da 20% a 80% di Pac:	≥ 90%		
Protezioni lato c.c.:	inversione di polarità, perdita d'isolamento, sovratensioni		
Protezioni lato c.a.:	corto circuito, minima e massima frequenza/tensione		
Temperatura di lavoro:	-25 ÷ +60 °C, 0 ÷ 100% UR		
Grado di protezione:	IP65 (DIN EN 60529)		
Connessioni per acquisizione dati:	Porta RS-485		
Lunghezza:	434 mm	322 mm	322 mm
Larghezza:	295 mm	320 mm	320 mm
Profondità:	214 mm	180 mm	180 mm
Peso:	34 kg	25 kg	20 kg
Contenuto di armoniche:	secondo EN 61000-3-2		
EMC:	EN 50081-1; EN 50082-1		
Conformità protezioni :	secondo CEI 11-20 e ENEL DK5950		

Le uscite degli inverter, a 230 Vca, sono collegate alle diverse fasi e al neutro realizzando così un sistema di generazione trifase.

Lo squilibrio di potenza nelle varie fasi è stato contenuto distribuendo adeguatamente gli inverter sulle fasi, in funzione sia della loro potenza che della disposizione sul tetto dei moduli a loro afferenti. Infatti al variare delle ore della giornata l'irraggiamento solare incidente sui moduli varia in funzione della loro posizione a causa dell'ombreggiamento provocato da alberi e montagne antistanti all'impianto.

La Tabella 3-9 riporta i dati principali della sezione c.a. del generatore fotovoltaico. Le uscite c.a. degli inverter confluiscono verso il quadro elettrico in ca a 230/400V, nel quale sono contenute le funzioni di protezione e conteggio dell'energia e dal quale parte la rete di distribuzione.

Gli inverter sono dotati di un dispositivo di monitoraggio interno che consente la memorizzazione dell'energia generata e il collegamento tramite un'interfaccia RS485 al sistema di monitoraggio, basato sul datalogger Sunny Boy Control (descritto più dettagliatamente in seguito).

Tabella 3-9: principali dati di uscita degli inverter collegati al generatore fotovoltaico

Tipo Inverter	Potenza di uscita [W]	Corrente massima [A]	Fase
SMA Sunny Boy 3000	3000	11.2	R
SMA Sunny Boy 3000	3000	11.2	S
SMA Sunny Boy 3000	3000	11.2	T
SMA Sunny Boy 1700	1700	12	R
SMA Sunny Boy 1100	1100	8.5	S
SMA Sunny Boy 1100	1100	8.5	T

3.3.6 Convertitori di batteria

I convertitori di batteria Sunny Island 4500 (o inverter di batteria) sono convertitori di potenza da continua ad alternata e viceversa, basati su componenti statici di potenza nominale unitaria pari a 3,7 kW, per una potenza nominale complessiva di circa 11 kW.

Il tipo di inverter di batteria utilizzato è un inverter bidirezionale che consente l'alimentazione elettrica di comunità isolate, semplificando la messa a punto di piccole reti elettriche isolate. Esso è in grado di fornire un'alimentazione elettrica affidabile ed è progettato con una strategia di sistema modulare che ne consente una semplice espansione ad esempio in caso di aumento della potenza richiesta da parte delle utenze e/o della capacità del sistema di accumulo dell'energia.

Svolge le seguenti operazioni:

- imposizione delle caratteristiche di rete (tensione e frequenza, 230V 50/60Hz) e commutazione con il gruppo elettrogeno per lo svolgimento di questa funzione previa sincronizzazione al fine di minimizzare i disturbi sulla rete;
- regolazione dei processi di carica delle batterie (progettato per un funzionamento ottimale se accoppiato con batterie al Pb acido) utilizzando sofisticati algoritmi per massimizzarne la vita utile;
- gestione dei flussi energetici dell'impianto, monitorando le richieste energetiche delle utenze e comunicando con gli altri componenti dell'impianto quali gruppo elettrogeno, inverter PV ed eolico.

Questo componente può essere definito a tutti gli effetti come il “cervello” dell’impianto e un suo guasto comprometterebbe il funzionamento dell’intero sistema di generazione.

Alcune sue peculiari funzioni sono:

- determinare lo stato di funzionamento delle batterie: stimando sia lo stato di carica che il grado di avanzamento dei fenomeni di invecchiamento tramite l’acquisizione e l’elaborazione di diversi parametri di funzionamento (vedi Figura 3-14);
- effettuare differenti metodi di carica (tramite il gruppo elettrogeno): a seconda delle necessità e del tipo di batteria, variando tensione e durata del processo tenendo conto anche degli effetti della temperatura;
- protezione da sovraccarico: in caso di picchi della richiesta di potenza da parte delle utenze (o di corto circuito), il SI riduce la tensione in ca per un breve periodo di tempo. Questo permette di ridurre i picchi di corrente sia nel lato alternata che nel lato continua, in modo tale da salvaguardare le batterie.



Figura 3-11: convertitori di batteria

Tabella 3-10: principali caratteristiche dei convertitori di batteria

SMA - SUNNY ISLAND INVERTER SI4500	
Caratteristiche di uscita ca	
Potenza nominale	3.7 kW
Potenza di sovraccarico (1 min)	6 kW
Tensione e corrente nominale	230 V, 16 A
Controllo automatico della tensione	200 ÷ 260 V
Frequenza nominale	50/60 Hz
Controllo automatico della frequenza	48 ÷ 62 Hz
Angolo di fase	Funzionamento su 4 quadranti
THD su carico ohmico	< 3%
Protezione contro i cortocircuiti	A controllo di corrente
Caratteristiche di ingresso cc	
Tensione e corrente nominale	60 V (48 V), 60 A (75 A)
Regolazione automatica della tensione	41 ÷ 81 V
Protezione contro l'inversione di polarità	Diodi di cortocircuito e interruttori
Sezionamento dell'alimentazione	Interruttori automatici
Tipo di accumulatori	Piombo-acido e batterie al Gel
Rendimento	
Rendimento massimo	≥ 92%
Condizioni operative	
Temperatura di funzionamento	-25 ÷ +45°C
Caratteristiche meccaniche	
Dimensioni (P x L x A)	510 x 560 x 270 mm
Peso	45 kg
Protezione interna (IEC529)	IP 20
Interfaccia di comunicazione	
Tipo	RS-485 e RS-232
Uscite digitali	8 contatti puliti per funzioni esterne

3.3.7 Gruppo elettrogeno

Il gruppo elettrogeno è costituito da un motore diesel e da un generatore sincrono trifase da 22 kVA, 380/400 V, 50 Hz.

Esso è predisposto per l'avviamento e il funzionamento automatico e presenta una rumorosità inferiore a 77 dB a 7 metri di distanza ed emissioni gassose conformi alla normativa europea. Viene fornito di relativo serbatoio di combustibile con una capacità di 4 m³.

Il motore, un diesel a 1500 giri/min, presenta un consumo pari a: 5,4 l/h e 0,254 kg/kWh.

Il generatore elettrogeno ha una funzione d'emergenza ed è previsto un suo utilizzo limitato a circa 100 h/anno, in caso di mancata generazione da parte degli altri generatori ossia in corrispondenza di prolungati periodi di tempo caratterizzato da basso irraggiamento solare e scarsa ventosità, al fine di alimentare i carichi ed effettuare la ricarica delle batterie.

Il gruppo elettrogeno viene anche avviato periodicamente, per alcune ore, al fine di evitare guasti a causa di soste prolungate.

Tabella 3-11: principali caratteristiche del gruppo elettrogeno

Gruppo elettrogeno:	ATLAS COPCO
Tipo	QIX22 400V-3 4P
Funzionamento	Automatico e manuale (tramite quadro di comando e controllo)
Accessori	Carenatura insonorizzata
Temp. min. di avviamento	- 10 °C
Dimensioni	1800 x 956 x 870 mm
Peso con liquidi	580 kg
Motore:	DEUTZ F 3M 1011 F
Tipo	A scoppio 4 tempi, Diesel, regolatore di velocità elettronico
Cilindrata	2185 cc (3 cilindri)
Potenza nominale	20.9 kW
Servizio continuo	1500 giri /min
Consumo gasolio	5.4 l/h
Consumo specifico gasolio al max carico	0.254 kg/kWh
Alternatore	MECC ALTE
Tipo	Sincrono ECO 28-1L/4
Potenza nominale:	23 kVA
Tensione di uscita	3 ~ 400 V (con neutro accessibile), 50 Hz
Isolamento	Classe H
Grado di protezione	IP23



Figura 3-12: gruppo elettrogeno

3.3.8 Rete di distribuzione BT

Il sistema ibrido di generazione è collegato alle utenze delle località di Bresciadega e Dosselli tramite una rete di distribuzione in bassa tensione (400 Vca).

La rete è composta da due linee trifasi (rispettivamente di lunghezza pari a 1000 e 500m circa) che sono posate in cavidotti completamente interrati, al fine di evitare linee aeree che avrebbero comportato un impatto visivo rilevante. Tali linee fanno capo a due cassette di distribuzione da cui si dipartono le singole utenze monofase. La presenza di due linee, realizzate comunque in modo da contenere le cadute di tensione, è giustificata dalla distanza degli edifici da elettrificare dall'impianto e dalla necessità di mantenere la linea di distribuzione in bassa tensione, non essendo giustificabile un collegamento in MT con i relativi costi di installazione.

L'allacciamento delle utenze sulle due linee è stata effettuata per garantire una ripartizione quanto più equilibrata possibile del carico elettrico sulle fasi del sistema di generazione.

3.3.9 Sistema di telemonitoraggio (e misure)

L'impianto ibrido di Val Codera è dotato di un sistema di acquisizione dati, basato sul datalogger Sunny Boy Control, per il monitoraggio delle principali grandezze.

Il sistema, oltre ad acquisire, visualizzare, analizzare e memorizzare i dati relativi a varie grandezze fisiche (stati logici di funzionamento e andamento temporale di grandezze analogiche), è in grado di inviarli in tempo reale a postazioni remote, dalle quali l'impianto può essere telemonitorato.

Il sistema di monitoraggio si basa su misure effettuate direttamente da appositi sensori (ad es. irraggiamento, temperatura) e da misuratori di potenza/tensione/corrente, nonché su misure effettuate dagli stessi inverter e convertitori di batteria e quindi inviate via RS485 al sistema di monitoraggio.

La valutazione delle prestazioni dei componenti dell'impianto viene effettuata acquisendo ed elaborando opportuni parametri meteorologici ed elettrici, selezionati tenendo conto dei metodi di monitoraggio consolidati fra gli operatori del settore, nonché dalle normative e linee guide disponibili.

Il sistema di monitoraggio è dotato di metodi diagnostici e di valutazione in linea delle prestazioni dei vari componenti, che congiuntamente alla trasmissione in linea dei dati verso postazioni remote, consentono di migliorare le prestazioni e l'affidabilità complessiva dei componenti stessi. Questa capacità di prevenire o individuare velocemente i malfunzionamenti dell'impianto permette di pianificare per tempo gli interventi di manutenzione preventiva contribuendo a migliorare la qualità del servizio elettrico.

La disponibilità in tempo reale dei dati di funzionamento del sistema ibrido conferisce ad esso un carattere di sistema di generazione pilota, in quanto fornisce informazioni sul comportamento dei suoi componenti in condizioni operative, permettendo di ottenere importanti indicazioni su un ottimale dimensionamento dei componenti e sulla migliore logica di gestione, da adottare nella progettazione di impianti simili per l'elettificazione di altre comunità montane e isole minori sia in Italia che all'Estero.

Tabella 3-12: grandezze acquisite dal sistema di telemonitoraggio

Parametri	Simbolo	Unità
SAD data		
Data	#	#
Tempo	#	#
Numero di dati nel periodo	#	#
Dati Meteorologici		
Irraggiamento sul piano dei moduli	+IRR	W/m2
Temperatura ambiente	Temp,est	°C
Temperatura locale batteria	Temp,loc	°C
Velocità del vento	Vvento	m/s
Generatori fotovoltaici		
Tensione di uscita	Vpv	V
Corrente di uscita	Ipv	mA
Inverter di generatore fotovoltaico		
Potenza di uscita	Pac	W
Energia totale in uscita	Ettotal	kWh
Modalità di funzionamento	Mode	#
Inverter di Batteria		
Tensione di uscita (ca)	Uconv eff	V
Frequenza	Fconv	Hz
Energia totale in ingresso	E_total_in	#
Modalità di funzionamento	Mode	#
Potenza in entrata/uscita	Pconv	W
Batteria		
Corrente entrante/uscente	I bat sum	A
Tensione di batteria	Ubat mean	V
Stato di carica delle batterie	SOC act	%
Stato di funzionamento delle batterie	Bat State	#
Generatore Eolico		
Potenza di uscita	Pgeol	kW
Gruppo elettrogeno		
Potenza di uscita	Pgrel	kW
Carichi elettrici		
Potenza ai carichi	Pcar	kW
Potenza ai carichi essenziali	Pses	kW

I dati vengono acquisiti e memorizzati automaticamente ogni 15 minuti e corrispondono alla media del valore considerato nell'intervallo di tempo. Di conseguenza non è possibile valutare il reale andamento dei transitori elettrici durante il funzionamento continuativo del sistema di generazione, poiché questi fenomeni si esauriscono in tempi molto più brevi.

Essi sono stati analizzati nel periodo immediatamente successivo alla messa in servizio dell'impianto tramite un apposito sistema di misura dei transistori elettrici per circuiti trifase.

Questa verifica ha consentito di settare opportunamente le soglie di stato di carica della batteria ed i tempi di intervento per la commutazione da convertitori di batteria ad alimentazione da gruppo elettrogeno.

Subito dopo la messa in servizio è stata inoltre effettuata una verifica della precisione delle misure. Nel corso di tale controllo è stato riscontrato che la precisione e la contemporaneità delle misure, fornite sia dagli inverter fotovoltaici che dagli inverter di batteria, non sono così accurate come quelle degli usuali datalogger. Pertanto la valutazione dell'andamento delle potenze e delle energie in uscita/entrata dagli inverter deve essere considerata come una stima approssimativa.

Ciononostante si ritiene che il grado di precisione raggiungibile con le misure disponibili sia sufficiente per stimare rapidamente (e con costi ragionevoli) il corretto funzionamento del sistema, così come per ottenere un'indicazione immediata del malfunzionamento di un suo componente.

La trasmissione dei dati alla postazione remota viene avviata manualmente da postazione remota tramite connessione telefonica GSM.

Per la misura dell'irraggiamento viene utilizzato un apposito sensore al silicio cristallino, posizionato sul tetto in prossimità dei moduli (Figura 3-13), che fornisce un segnale in uscita proporzionale alla radiazione incidente e dipendente dalla temperatura della cella di riferimento.

Questo sensore ad effetto fotovoltaico è preferibile ai tradizionali piranometri (solarimetri a termopila) poiché presenta una maggior resistenza agli agenti atmosferici nel tempo e una risposta spettrale comparabile con quella dei moduli monitorati ed un minor costo.

Riguardo alle misure di vento, è installato un anemometro a coppe in grado di valutarne direzione ed intensità. È importante sottolineare che, essendo stato installato a 10 m di altezza, i dati di ventosità saranno necessariamente più conservativi rispetto a quelli realmente avvertiti dall'aerogeneratore ($h=18\text{m}$) a causa della maggior interferenza di alberi e altri ostacoli circostanti.



Figura 3-13: posizione solarimetro

3.4 Funzionamento e manutenzione

Per il sistema ibrido di generazione si è optato per una configurazione che prevede un bus in corrente alternata al quale sono collegati i vari componenti. Ciò garantisce, come illustrato in precedenza, una maggior efficienza, modularità e flessibilità in confronto alla configurazione alternativa che prevede un bus in continua.

Gli svantaggi che conseguono da questa scelta, quali una maggior complessità nella progettazione e nei cablaggi, sono mitigati dalla disponibilità di componenti elettronici progettati appositamente per questo tipo di utilizzo (elettrificazione off-grid mediante impianti ibridi) caratterizzati da un costo non eccessivo e da un'elevata affidabilità.

La modalità di funzionamento corrisponde a quella che precedentemente è stata denominata Single Switching Master (SSM) mini-grid, la quale prevede che le caratteristiche di rete (tensione e frequenza) vengano imposte dagli inverter di batteria o dal gruppo elettrogeno, solo in caso di avviamento di quest'ultimo.

Il normale funzionamento del sistema prevede che l'energia elettrica richiesta dalle utenze sia prodotta dal generatore fotovoltaico e da quello eolico e solo in caso di necessità si ricorre alla generazione di elettricità tramite il gruppo elettrogeno.

L'energia è resa disponibile mediante la rete trifase locale a 400 V alla quale afferiscono sia i generatori che i carichi. La rete è gestita dai convertitori di batteria, che trasformano in corrente alternata l'energia in corrente continua della batteria e viceversa, in funzione della potenza in difetto o in accesso sulla rete, provvedendo nel contempo a regolare la carica/scarica delle batterie.

Se le batterie sono cariche e la produzione da parte delle fonti rinnovabili eccede le richieste delle utenze, il Sunny Island che agisce da master aumenta lievemente la frequenza di rete. L'incremento viene rilevato dagli inverter fotovoltaici che cambiano automaticamente la propria modalità di funzionamento (da "MPPT" a "derating") e limitano la potenza in uscita dai moduli tagliando la corrente.

Un comportamento analogo caratterizza l'inverter eolico, che limita la generazione della turbina.

Al ripristino delle condizioni normali il generatore fotovoltaico viene automaticamente ricollegato in modo completo e quindi viene connesso nuovamente il generatore eolico.

Questa regolazione "in frequenza" permette di eliminare ulteriori bus per la comunicazione tra i componenti e quindi una riduzione dei costi.

In caso di batterie scariche e di disponibilità di un surplus di energia, esse vengono caricate.

In funzione dello stato di funzionamento delle batterie (vedi Figura 3-14) i regolatori comandano gli azionamenti programmati:

- in caso di batterie quasi scariche (stato di funzionamento N3, $SOC \leq 40\%$) viene avviato il gruppo elettrogeno che provvede a ricaricarle, ad alimentare i carichi e ad imporre le caratteristiche di rete;

- in caso di emergenza, dovuto ad esempio al malfunzionamento di qualche componente (ad es. gruppo elettrogeno), e di ridotto stato di carica (stato di funzionamento N4, $SOC \leq 30\%$) vengono sezionati i carichi non essenziali al fine di evitare un'eccessiva scarica delle batterie che ne ridurrebbe irreversibilmente la vita utile.

Questa strategia di funzionamento, ossia avviare il gruppo elettrogeno prima di sezionare i carichi e non il contrario, è giustificata dalla scelta di privilegiare come obiettivo la fornitura di un servizio affidabile e continuativo rispetto alla minimizzazione delle ore di funzionamento del generatore diesel (che risulteranno comunque molto ridotte come si potrà osservare in seguito).

Infine l'impianto è in grado di andare automaticamente in standby durante i mesi invernali (solitamente Dicembre, Gennaio e Febbraio) caratterizzati dall'assenza di carichi e basso irraggiamento solare, in modo tale da evitare la scarica delle batterie ed inutili avviamenti del gruppo elettrogeno.

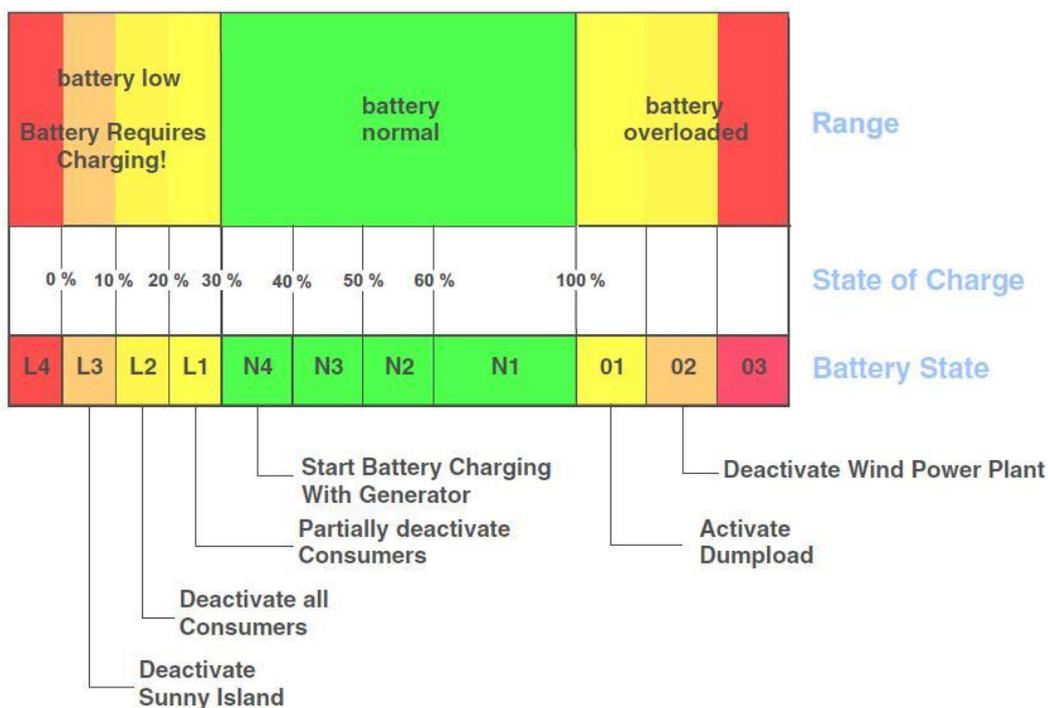


Figura 3-14: azionamenti programmati consigliati dal produttore

Risulta quindi evidente come il sistema ibrido sia dotato di un sistema di automazione e protezione di tipo distribuito, che gestisce e protegge i componenti in condizioni di normale funzionamento e in caso di guasti.

Questa soluzione risulta ottimale per l'applicazione in una comunità isolata, in quanto esso è in grado di svolgere, con un elevato grado di affidabilità, le funzioni di gestione dell'impianto di generazione.

Al fine di aumentare ulteriormente l'affidabilità del sistema di generazione, anche in considerazione della difficoltà di accesso al sito per effettuare interventi di manutenzione, esso può essere forzato da un operatore locale a funzionare con il solo gruppo elettrogeno, escludendo mediante un interruttore sia i convertitori di batteria che i generatori fotovoltaico ed eolico.

Per quanto riguarda la manutenzione ordinaria, gli interventi previsti consistono nel rifornimento di carburante per il gruppo elettrogeno quando necessario e nel rabbocco di acqua distillata nelle batterie (circa ogni 6 mesi).

4 Analisi di funzionamento

4.1 Il problema della generazione eolica

Prima di procedere con l'analisi nel dettaglio dei dati di funzionamento è necessario sottolineare come ripetuti malfunzionamenti dell'inverter eolico abbiano precluso quasi totalmente (ad esclusione dei primi due mesi di funzionamento) la generazione elettrica da parte di questa fonte.

L'inverter Gridtek 10 è stato sviluppato inizialmente per l'impiego in impianti di generazione dotati di connessione con la rete elettrica principale. In questo caso la gestione dell'aerogeneratore è notevolmente semplificata in quanto in ogni momento l'energia prodotta in eccesso può essere immessa nella rete di distribuzione nazionale senza dover effettuare operazioni per ridurre la potenza della turbina eolica, operazioni il cui svolgimento sarebbe limitato solo in occasione di velocità del vento così elevate da poter danneggiare la turbina (nel caso della Bergey Excel-S sono pericolose velocità del vento pari o superiori a 15,6 m/s, difficilmente raggiungibili nel caso della Valcodera).

Ciononostante, tenendo in considerazione l'elevato grado di affidabilità dimostrato in numerose applicazioni in diversi paesi ed in seguito a consultazioni con il costruttore, si è ritenuto questo inverter compatibile con il funzionamento in modalità off-grid. Questa considerazione si è rivelata errata in quanto si sono verificati ripetuti guasti che hanno mostrato come questo componente non sia adattabile a simili applicazioni. Recentemente si è optato per l'implementazione di una differente configurazione elettrica per questa parte dell'impianto (vedi Figura 4-1) basata sull'impiego di un inverter eolico (Windy Boy), recentemente sviluppato dalla stessa casa produttrice degli inverter di batteria e fotovoltaici (SMA), in grado di comunicare più efficacemente con gli altri componenti dell'impianto ed assicurare una corretta gestione dei flussi energetici anche grazie all'utilizzo di un Dump Load, ossia una resistenza elettrica in grado di dissipare la potenza prodotta in eccesso dall'aerogeneratore.

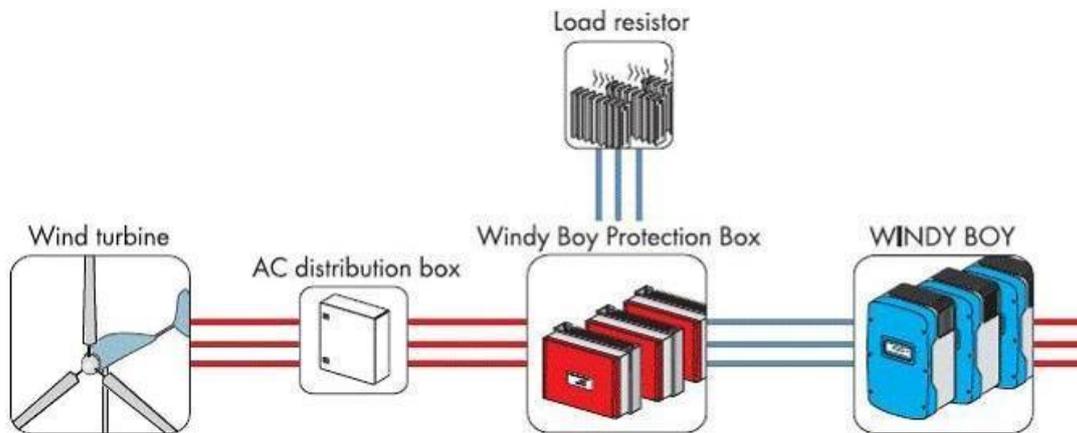


Figura 4-1: nuova configurazione impiantistica della parte eolica

Il mancato funzionamento di questa porzione dell'impianto ha impedito di verificare ed analizzare alcuni aspetti molto interessanti, quali la complementarietà tra generazione solare ed eolica e il funzionamento dei vari componenti, in particolare dei più delicati quali gli inverter di batteria, in presenza di un flusso energetico aggiuntivo particolarmente problematico in quanto caratterizzato da un andamento irregolare e rapidamente variabile.

L'assenza della parte eolica ha comportato inoltre un maggior sfruttamento delle batterie, accelerandone l'invecchiamento, e un aumento delle ore di funzionamento del gruppo elettrogeno.

L'attività di analisi e di ricerca in questo ambito dovrà necessariamente proseguire in futuro non appena la generazione da parte di questa fonte verrà attivata, compatibilmente con la presenza di sufficiente ventosità (dati particolarmente sfavorevoli in questo senso come verrà illustrato in seguito).

4.2 Raccolta ed elaborazione dati

A partire dalla messa in esercizio dell'impianto fino ad oggi i dati di funzionamento dell'impianto sono stati acquisiti e trasmessi mensilmente tramite connessione remota.

Sono stati quindi elaborati tramite un software sviluppato da RSE (macro in Excel) in grado di:

- importare i dati in formato Excel e rilevare automaticamente i parametri contenuti (che hanno un posizionamento variabile all'interno dei file origine) ed eventuali interruzioni nelle sequenze temporali dei valori;
- elaborare i dati effettuando le necessarie operazioni (quali ad esempio integrazioni a partire valori puntuali di tensione e corrente per il calcolo delle

potenze) al fine di calcolare i flussi energetici mensili e le variazioni delle principali grandezze;

- fornire in output un foglio di calcolo in cui vengono presentati sinteticamente i risultati dell'elaborazione;
- fornire output grafici rappresentanti l'andamento giornaliero delle varie grandezze e diagramma di Sankey per la visualizzazione dei flussi energetici.

I risultati delle elaborazioni sono quindi stati raccolti in un'unica tabella (Tabella 4-1) sintetica riportante le grandezze più significative al fine di valutarne l'andamento, in particolare:

- H_t = radiazione solare mensile sul piano dei moduli;
- $Irr. max.$ = irraggiamento massimo;
- E_{pv-cc} = energia mensile prodotta in cc dal generatore fotovoltaico;
- E_{pv-ca} = energia mensile prodotta in ca dal generatore fotovoltaico;
- E_{gret} = energia mensile prodotta dal gruppo elettrogeno;
- E_{geol} = energia mensile prodotta dal gruppo eolico;
- E_{car} = energia mensile assorbita dai carichi;
- $Temp. est.$ = temperatura dell'aria esterna;
- SOC = stato di carica delle batterie;
- V_{ca} = tensione sulla rete in corrente alternata [V];
- V_{vento} = velocità del vento [m/s]

La mancanza di dati relativi ad interi mesi (contrassegnati in grigio) o a singole giornate è dovuta al malfunzionamento del sistema di acquisizione dati (e non dell'impianto di generazione in sé) o all'impossibilità di connettersi con il datalogger poiché il segnale telefonico nella valle è spesso molto debole in caso di condizioni meteo avverse.

Tabella 4-1: tabella riassuntiva delle principali grandezze

Mese	Giorni utili	HI		Irr. max kW/m ²	Epv-cc kWh	Epv-ca kWh	Egrel kWh	Egeol kWh	Ecar kWh	Temp.est		SOC		Vca		Vvento	
		kWh/m ² /g	kWh/m ²							Min	Max	Min	Max	Min	Max	Med	Max
06/2005	30	6,1	183		423	381	164	0	47	11,0	23,0						
07/2005	31	5,3	165		609	549	0	0	481	13,0	23,0						
08/2005	31	4,8	148		1091	972	0	0	795	13,0	19,0						
09/2005	30	3,2	100		422	392	130	0	203	10,0	20,0						
10/2005	31	1,4	43		309	287	0	0	141	6,0	18,0						
11/2005	30	0,5	16		122	110	98	0	90	1,0	7,0						
07/2006	17	3,4	58		576	515	1	0	427	10,0	25,0						
08/2006	31	4,7	144		929	833	32	0	688	7,0	27,0						
09/2006	30	3,9	118		609	540	0	0	341	7,0	32,0						
10/2006	31	1,7	52		440	389	40	8	304	4,0	19,0						
11/2006	16	0,4	11		102	81	180	14	127	-4,0	12,0						
05/2007	31	4,7	146	1,0	474	411	0	0	-214	3,0	26,4	N1	N1	230,0	231,4		
06/2007	17	3,7	78	1,3	278	246	0	0	-144	7,2	30,6	N1	N1	229,7	231,7		
07/2007	25	6,5	169	1,1	627	567	0	0	-460	6,5	31,1	N1	N1	229,8	231,7		
08/2007	31	3,7	113	1,2	771	705	0	0	-574	8,2	29,5	N1	N1	230	231,7		
09/2007	30	4,2	127	1,0	475	421	0	0	-243	3,5	26,5	N1	N1	229,7	231,7		
10/2007	31	2,4	74	0,8	423	376	10	0	-247	-2,1	26,2	N2	N1	154,0	231,7	1,0	9,6
11/2007	29	0,5	14	0,3	135	108	193	0	-53	-9,2	9,4	L1	N1	228,9	231,7	1,2	5,3
02/2008	29	0,1	2	0,5	0	0	324	0	0	-10,2	14,5	N1	N1	229,7	231,9	0,1	3,0
03/2008	31	2,5	77	1,0	163	138	91	0	0	-9,3	20,0	N2	N1	229,0	231,4	1,1	4,4
04/2008	30	2,8	83	1,2	300	259	0	0	-39	-2,1	21,8	N1	N1	229,7	231,6	1,1	3,7
05/2008	31	4,3	133	1,1	483	421	0	0	-151	1,5	27,6	N1	N1	229,7	231,7	1,0	3,5
06/2008	30	4,8	143	1,1	404	351	0	0	-174	7,3	30,5	N1	N1	229,7	231,7	0,9	3,0
07/2008	31	5,4	169	1,1	822	746	0	0	-549	6,7	30,2	N1	N1	229,8	231,7	1,1	4,5
08/2008	4	1,8	36	1,0	121	111	0	0	-159	13,0	31,5	N1	N1	192,2	231,7	1,1	2,9
09/2008	20	3,4	69	0,9	295	263	0	0	-130	2,4	23,3	N1	N1	229,9	231,6	0,7	3,0
10/2008	31	2,1	64	0,8	391	347	15	0	-180	-0,3	21,6	N2	N1	229,8	231,7	0,8	4,9
11/2008	30	0,4	12	0,3	111	90	321	0	-125	-9,8	10,7	N2	N1	228,9	231,7	0,7	2,7
04/2009	20	3,8	77	1,1	213	180	0	0	0	0,0	19,5	N1	N1	229,8	231,5	1,0	2,9
05/2009	23	4,9	112	1,1	334	289	0	0	-143	5,5	30,8	N1	N1	229,7	231,7	1,1	4,8
06/2009	30	5,3	158	1,1	530	466	0	0	-266	6,3	29,9	N1	N1	229,7	231,7	1,2	5,2
07/2009	31	5,6	173	1,1	761	687	0	0	-508	6,4	31,1	N1	N1	229,7	231,7	1,1	3,6
08/2009	29	5,3	155	1,0	951	873	0	0	-696	10,9	31,7	N1	N1	102	289	0,9	3,2
09/2009	11	3,4	37	0,9	230	209	0	0	-96	7,2	25,3	N1	N1	229,7	231,5	0,7	1,6
10/2009	31	1,8	55	0,8	422	381	82	0	-268	-3,3	23,6	N1	N1	228,2	231,7	1,0	5,8
03/2010	31	0,8	25	1,1	50	42	196	0	0	-11,3	15,3	N2	N1	229,5	231,3	0,9	4,9
04/2010	30	4,2	126	1,1	330	285	0	0	-33	-7,7	23,0	N1	N1	229,7	231,7	1,0	3,7
05/2010	31	3,8	117	1,1	445	387	9	0	-164	3,3	26,2	N1	N1	229,9	231,7	1,2	4,7
06/2010	27	4,5	123	1,0	379	336	0	0	-340	6,2	27,8	N1	N1	229,7	231,7	1,1	4,3
07/2010	14	5,1	71	1,1	505	465	0	0	-398	8,6	30,7	N1	N1	229,7	232	1,2	4,1
08/2010	31	4,6	142	1,1	1072	988	334	0	-1104	7,6	30,9	N3	N1	221,8	237,2	1,0	5,6
09/2010	30	2,7	82	1,0	588	539	81	0	-507	3,7	24,6	N2	N1	217,9	237,3	0,8	3,1
10/2010	31	1,6	48	0,9	307	271	380	0	-424	-2,3	21,2	N2	N1	227,2	236	0,7	3,9
11/2010	30	0,3	10	0,3	38	31	355	0	-82	-10,1	10,6	N3	N1	228,3	234,2	0,7	3,3
03/2011	31	1,8	57	0,9	86	70	101	0	0	-3,0	18,5	N1	N1	228,5	231,2	1,0	3,1
04/2011	17	5,5	94	1,0	165	137	0	0	-1	-0,1	27,8	N1	N1	229,7	231,7	1,4	4,0
05/2011																	
06/2011	24	3,5	84	1,1	462	416	31	0	-416	6,6	26,5	N1	N1	216,9	232	0,8	2,5
03/2012	31	2,9	89	0,9	206	175	0	0	-8	-2,6	22,6	N1	N1	216,5	231,7	0,3	0,5
04/2012	30	1,9	57	1,0	231	206	0	0	-174	-0,7	25,5	N1	N1	229,7	231,9	0,3	0,5
05/2012																	
06/2012																	
07/2012																	
08/2012	22	5,0	111	1,0	877	809	163	0	-1023	8,6	34,6	N3	N1	201,9	240	0,2	0,5
09/2012	30	3,3	99	0,9	880	807	211	0	-762	4,5	27,8	N2	N1	225,6	238,3	0,2	0,5
10/2012	31	1,5	47	0,8	466	420	265	0	-480	-5,2	21,5	N3	N1	226,9	239,7	0,3	0,5
11/2012	30	0,4	11	0,3	75	54	491	0	-161	-3,3	7,9	N3	N1	227,3	235,9	0,3	0,6
12/2012	10	0,3	3	0,2	1	0	118	0	0	-8,8	2,1	N2	N1	227,6	231,5	0,3	0,6

Alcune considerazioni devono essere fatte in merito ai dati relativi alle risorse solare ed eolica.

Le stime riguardanti l'irraggiamento si sono rivelate sufficientemente accurate, essendo il valore medio dell'irraggiamento giornaliero rilevato sul piano dei moduli dal 2005 ad oggi pari a $3,2 \text{ kWh/m}^2/\text{g}$, con una differenza del 14% rispetto alle previsioni.

Al contrario i dati di vento sono risultati nettamente inferiori alle aspettative, con un valore medio di 1 m/s contro i 3 previsti. Si sono comunque riscontrati picchi di velocità tali da innescare la produzione del generatore eolico (velocità di cut-in pari a $3,5 \text{ m/s}$).

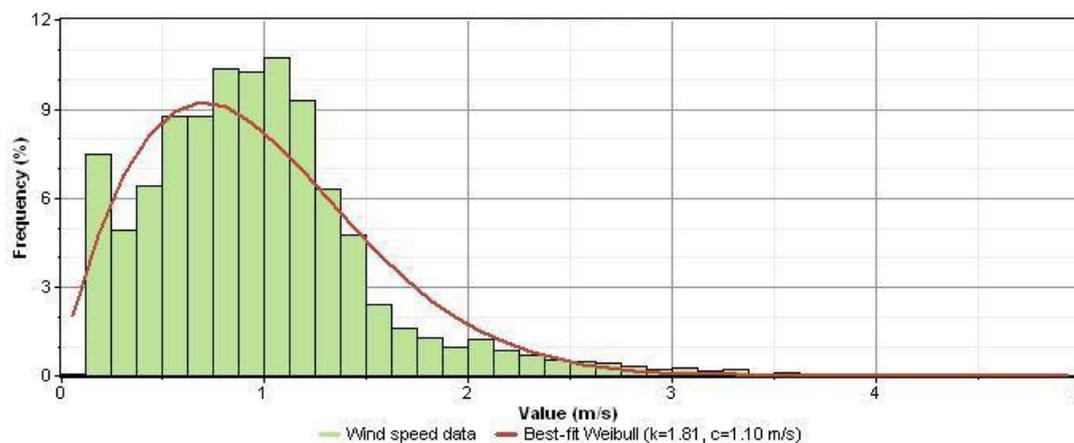


Figura 4-2: distribuzione di frequenza della velocità del vento

Nella valutazione dei dati di ventosità bisogna tenere conto dei seguenti aspetti:

- l'anemometro è installato ad un'altezza inferiore rispetto alla turbina eolica, con la conseguenza che i dati misurati sono conservativi risentendo maggiormente dell'interferenza degli alberi e di altri ostacoli circostanti;
- i dati forniti sono valori medi al quarto d'ora e non forniscono una rappresentazione accurata della distribuzione di frequenza della velocità del vento, soggetto a variazioni anche di grande entità in tempi ridotti;
- i dati relativi al 2012 non sono da considerarsi significativi causa probabile malfunzionamento dell'anemometro (evidente discontinuità rispetto ai dati precedenti).

Anche per quanto riguarda i carichi elettrici si osservano valori inferiori alle aspettative.

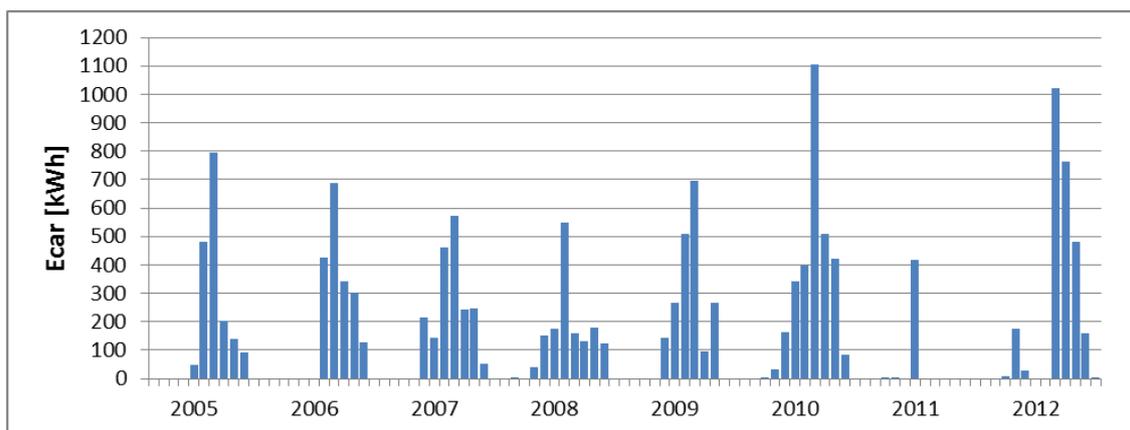


Figura 4-3: andamento carichi elettrici durante 8 anni di operativà

Si è verificato solo in parte il progressivo aumento del fabbisogno energetico delle utenze negli anni successivi alla messa in servizio dell'impianto, ossia una volta che gli abitanti delle comunità alimentate si fossero abituati alla maggior disponibilità di elettricità. Il trend di crescita si è rivelato abbastanza costante negli anni e si prevede che possa continuare in futuro.

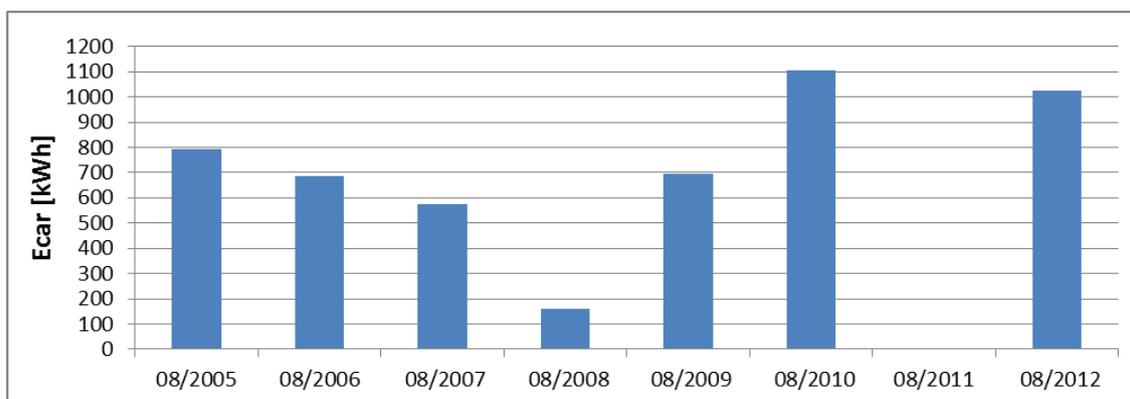


Figura 4-4: andamento dei carichi elettrici nei mesi di Agosto

L'energia trasmessa ai carichi è passata da circa 1,8 MWh/anno del 2005 ad oltre 3,5 MWh/anno relativo al 2010 (ultimo anno a disposizione senza eccessivi buchi nei dati). Anche i valori medi giornalieri presentano una certa differenza rispetto alle aspettative: 18,2 kWh/gg contro 75 kWh/gg nel periodo estivo, 4,4 kWh/gg contro 22,5 kWh/gg nel periodo invernale.

L'impianto risulta quindi sovradimensionato per i carichi attuali e ciò ha influito negativamente sulle prestazioni energetiche, come verrà illustrato in seguito.

Una spiegazione a questo fenomeno può essere data considerando che, precedentemente all'installazione del sistema ibrido, parte degli utenti si erano dotati di soluzioni autonome per l'alimentazione della propria abitazione, da qui la riduzione dei consumi.

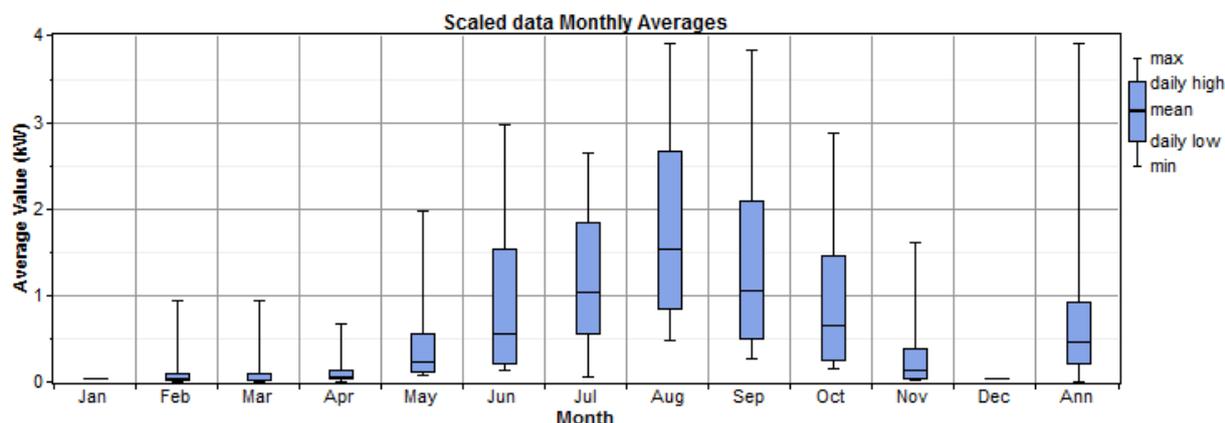


Figura 4-5: profilo medio annuale dei carichi elettrici

Dal grafico appare evidente come la previsione di una grande differenza tra mesi estivi ed invernali fosse corretta, essendo le comunità di Bresciadega e Dosselli abitate prevalentemente durante l'estate, e di come questo profilo di carico segua abbastanza fedelmente quello dell'irraggiamento solare durante l'anno (vedi Figura 4-6).

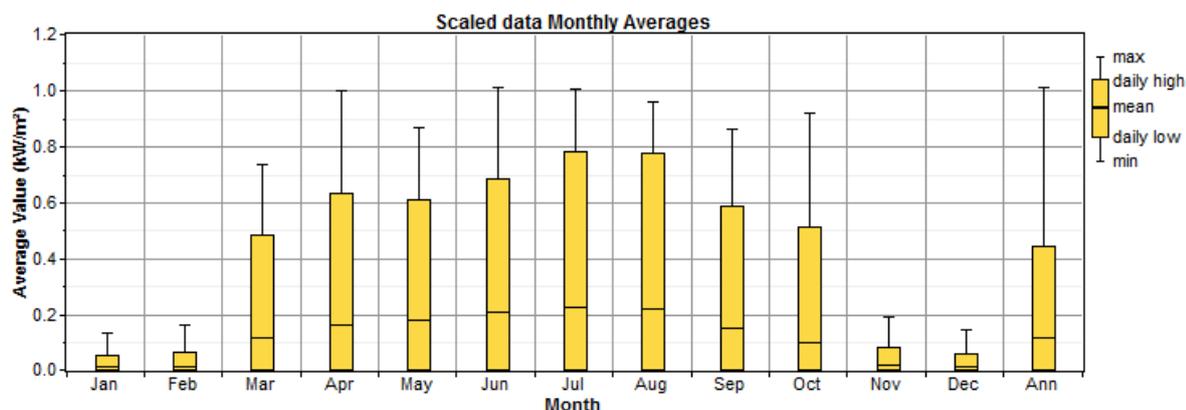


Figura 4-6: profilo medio annuale dell'irraggiamento solare

I valori particolarmente ridotti dei mesi di Novembre, Dicembre, Gennaio e Febbraio sono causati dalle abbondanti precipitazioni nevose che caratterizzano la ValCodera le quali, ricoprendo il solarimetro, limitano il valore di irraggiamento rilevato.

4.3 Valutazioni generali ed affidabilità del servizio

Analizzando i dati in Tabella 4-1, si può innanzitutto osservare come l'impianto abbia alimentato i carichi con continuità e affidabilità, non si sono infatti verificate interruzioni del servizio se non in corrispondenza di interventi di manutenzione straordinaria.

È stata garantita inoltre una soddisfacente power quality, intesa come stabilità delle caratteristiche della rete BT quali tensione e frequenza. Si sono sporadicamente verificati sbalzi di tensione e frequenza nella rete di distribuzione BT di entità contenuta e di breve durata in corrispondenza di commutazioni dall'inverter di batteria al gruppo elettrogeno e viceversa (è possibile affermare ciò in quanto non sono intervenuti gli interruttori di sicurezza, non analizzando i dati ogni 15 minuti per i motivi già esposti precedentemente).

La generazione tramite turbina eolica, impedita a causa di un guasto quasi immediato dell'inverter, è presente in quantità molto ridotte durante gli ultimi due mesi del 2006, in seguito alla sostituzione del componente con uno identico al precedente, che ha però smesso di funzionare già dal Gennaio 2007.

L'impianto ad oggi ha fornito alle utenze oltre 23MWh di energia prodotta tramite i moduli fotovoltaici e garantito un'elevata penetrazione delle energie rinnovabili. Quest'ultima è quantificabile tramite la Renewable Fraction (RF) definita come il rapporto tra l'energia generata tramite fonti rinnovabili e il totale dell'energia prodotta.

Il valore medio di RF varia da 0,67 per i mesi invernali a 0,95 per quelli estivi.

Ciò ha consentito una consistente riduzione delle emissioni di gas serra in atmosfera, stimata in circa 4500 kg di CO₂ all'anno, valore pari alla differenza tra le emissioni reali del sistema ibrido e quelle teoriche di un impianto costituito esclusivamente dal gruppo elettrogeno. Per il calcolo sono state utilizzate le curve di consumo/emissioni del motore diesel installato in ValCodera.

Questa riduzione delle emissioni è lievemente diminuita negli ultimi anni (2009 - 2012), in corrispondenza dei quali si è verificato un incremento delle ore di funzionamento del gruppo elettrogeno da circa 30 h/anno ad oltre 100 (valore pari a quello previsto in fase di progettazione, riferito però ai carichi stimati), imputabile all'inevitabile decadimento delle prestazioni energetiche delle batterie a causa dell'invecchiamento delle stesse e ad un incremento, seppur di lieve entità, dei carichi elettrici.

Un'ultima considerazione può essere fatta in merito agli stati di funzionamento del banco di batterie che, a parte rare eccezioni, non superano i valori di allerta dimostrando il corretto comportamento degli inverter di batteria nella gestione dei processi di carica.

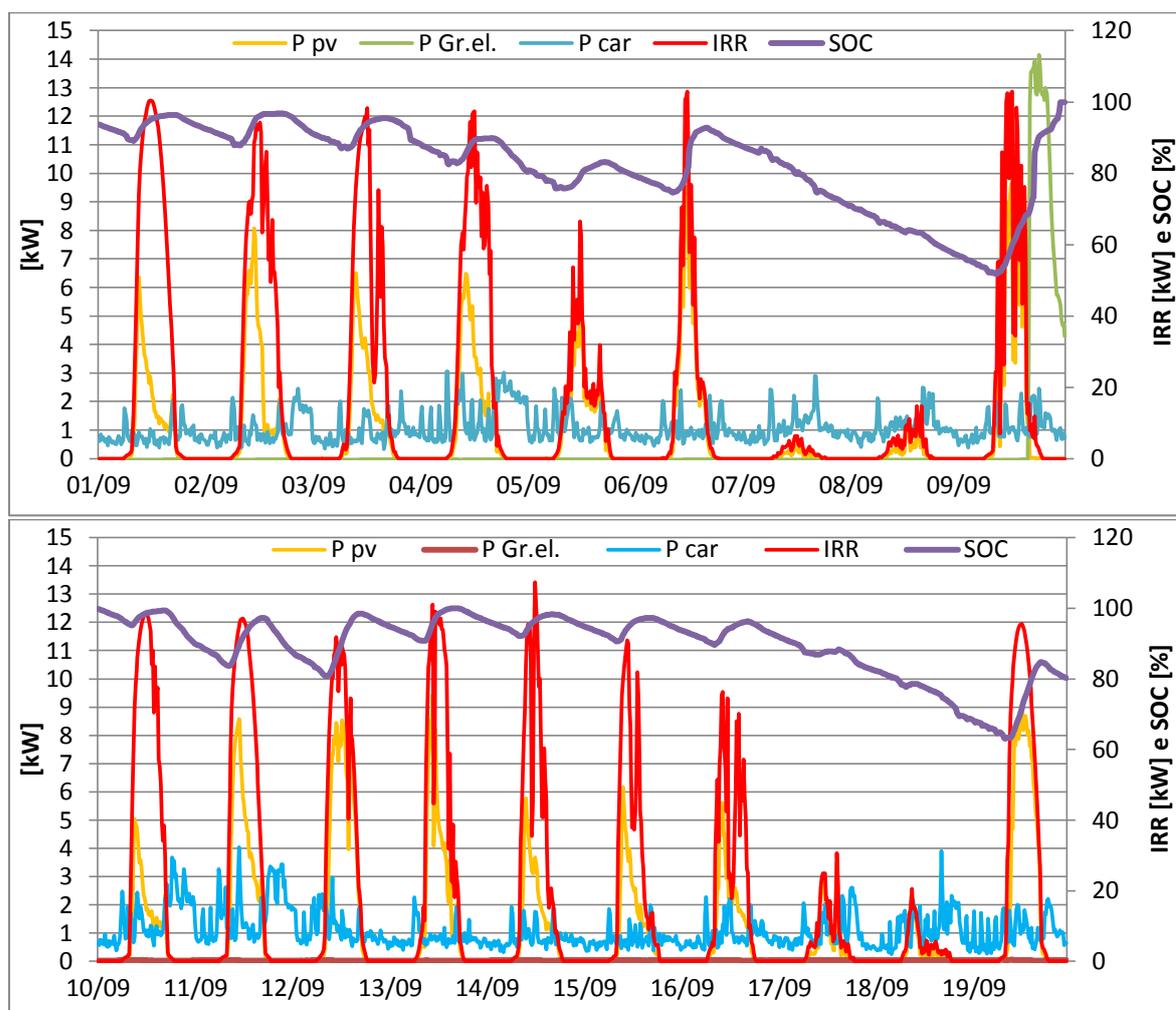


Figura 4-7: grafici rappresentanti il funzionamento dell'impianto durante alcune giornate di Settembre 2010

Nei grafici (Figura 4-7) è riportato come caso esemplificativo l'andamento durante i primi 19 giorni di Settembre 2010 delle seguenti grandezze: potenza generata dalla schiera fotovoltaica (P_{ac}), dal gruppo elettrogeno ($P_{gr.el.}$), la potenza assorbita dai carichi elettrici (P_{car}), quella incidente sulla superficie dei moduli (IRR) e lo stato di carica delle batterie (SOC).

Questo periodo è stato scelto in quanto sono visibili tutti gli azionamenti programmati dell'impianto.

Si può infatti osservare la limitazione della potenza in uscita dalla schiera PV effettuata dagli inverter quando le batterie raggiungono il completo stato di carica, e come ciò avvenga praticamente durante tutte le giornate soleggiate, in corrispondenza della quali si ha uno scostamento tra gli andamenti di P_{ac} e di IRR.

Durante i giorni caratterizzati da elevata nuvolosità i due profili mostrano invece andamenti analoghi (inverter in modalità MPPT e moduli funzionanti alla massima potenza possibile).

La carica delle batterie viene effettuata quotidianamente dai moduli e si può osservare un calo significativo del SOC solo in seguito a giornate caratterizzate da elevata nuvolosità (7-8, 17-18), che può eventualmente causare l'avvio del gruppo elettrogeno (giorno 19).

4.4 Indicatori energetici CEI EN 61724 e relative considerazioni

Stante l'assenza della generazione da parte della turbina eolica si è proceduto con la valutazione delle prestazioni dell'impianto tramite le procedure illustrate nella norma CEI EN 61724, relativa ad impianti fotovoltaici isolati dalla rete.

Qui vengono introdotti degli indicatori energetici che permettono il confronto di impianti PV di taglia differente, funzionanti in climi diversi e che forniscono energia per utilizzi diversi, in modo tale da rendere evidente la validità relativa a progetti e procedure di funzionamento diversi.

Vengono di seguito descritte le grandezze energetiche il cui calcolo è necessario per l'ottenimento degli indicatori:

- E_{tsn} (Net Energy to Storage): energia netta ceduta al dispositivo di immagazzinamento nel periodo di registrazione;
- E_{fsn} (Net Energy from Storage): energia netta ricevuta dal dispositivo di immagazzinamento nel periodo di registrazione;

Nota: o E_{tsn} o E_{fsn} sarà uguale a 0. Utilizzando quantità di energia netta, piuttosto che di energia lorda, il dispositivo di accumulo viene considerato al netto come carico o come sorgente di energia durante il periodo di tempo considerato.

- E_{in} (total system input energy): energia totale in ingresso nel sistema;

$$E_{in} = E_{pv} + E_{gen} + E_{fsn}$$
- E_{use} (total system output energy): energia totale in uscita dal sistema;

$$E_{use} = E_{car} + E_{tsn}$$
- F_A : frazione dell'energia proveniente da tutte le sorgenti che è stata fornita dai moduli fotovoltaici;

$$F_A = \frac{E_{pv}}{E_{in}}$$

- η_{BOS} (Balance Of System, termine col quale si intende la parte di sistema PV diversa dai moduli quali interruttori, sistemi di controllo, apparecchi di misura, dispositivi di condizionamento della potenza, struttura di supporto e componenti di accumulo): rendimento complessivo con cui l'energia proveniente da tutte le sorgenti viene trasmessa ai carichi, sono esclusi fattori quali ad esempio l'errore di allineamento dei moduli o l'errore di allineamento al punto di massima potenza (MPPT, Maximum Power Point Tracking).

$$\eta_{BOS} = \frac{(E_{car} + E_{TSN} - E_{FSN})}{(E_{pv} + E_{gen})}$$

Rese energetiche

Le rese energetiche sono quantità di energia normalizzate rispetto alla potenza nominale della schiera di moduli fotovoltaici.

Hanno unità di misura pari a h/gg (oppure in modo più descrittivo: $[\frac{kWh,eff}{kW_{nom} \times gg}]$) ed indicano la quantità di tempo per il quale il generatore PV dovrebbe funzionare alla potenza nominale per fornire la quantità di energia considerata.

Y_a (Array Yield): o resa energetica, è pari alla quantità di energia giornaliera in uscita dalla schiera di moduli per kW installato.

$$Y_a = \frac{E_{pv} \left[\frac{kWh}{gg} \right]}{P_{pv,nom} [kW]}$$

Y_f (Final Yield): o resa energetica finale, è quella porzione di energia giornaliera netta in uscita dall'intero impianto PV che è stata fornita dai moduli per ogni kW installato.

$$Y_f = Y_a \times \eta_{BOS}$$

Y_r (Reference Yield): o resa energetica di riferimento, viene calcolata dividendo la radiazione totale giornaliera sul piano dei moduli per l'irraggiamento di riferimento (pari a $1000W/m^2$, corrispondente alle Standard Test Conditions utilizzate dai costruttori dei moduli per valutarne la potenza nominale). Essa rappresenta l'energia ottenibile in condizioni ideali, oppure le ore al giorno per cui l'irraggiamento dovrebbe essere pari al valore di riferimento per apportare la stessa energia incidente monitorata.

$$Y_r = \frac{H_i \left[\frac{kWh}{m^2 \times gg} \right]}{G_{i,ref} \left[\frac{kW}{m^2} \right]}$$

Perdite normalizzate

Le perdite normalizzate vengono calcolate sottraendo le rese energetiche. Anch'esse hanno unità di misura pari a h/gg ed indicano la quantità di tempo durante cui la schiera di moduli dovrebbe funzionare alla potenza nominale per sopperire alle perdite.

L_C (Capture Losses): o perdite della schiera di moduli, conseguenti al funzionamento dei moduli a temperature maggiori di $25^\circ C$ (STC).

Esse includono inoltre gli effetti di: intervento del regolatore di carica che limita la potenza in uscita quando le batterie sono cariche, basso irraggiamento, connessioni e cablaggi, ombreggiamento, errori dell'MPPT, perdite causate dal riflesso delle superfici dei pannelli.

$$L_C = Y_r - Y_a$$

L_{BOS} (BOS Losses): o perdite di sistema, sono dovute al funzionamento non ideale dei vari componenti dell'impianto, in particolare inverter e batterie.

$$L_{BOS} = Y_a \times (1 - \eta_{BOS})$$

Indicatori prestazioni

PR (Performance Ratio): o indice di prestazione, è un valore adimensionale che descrive la relazione tra l'energia prodotta e quella idealmente producibile dall'impianto.

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r}$$

Indica la porzione di energia realmente disponibile all'utenza al netto di perdite termiche, elettriche, autoconsumo, ecc.

Quanto più l'impianto opera in maniera efficiente ed affidabile e tanto più il valore di PR si avvicina ad 1 (massimo teorico).

L'intervallo di tempo ottimale per il calcolo di questo indice è di un anno.

Ciononostante è possibile utilizzare periodi più brevi, senza scendere sotto un minimo di un mese in modo tale da avere la certezza che condizioni ambientali sfavorevoli o anomale, quali basso irraggiamento, basse temperature o ombreggiamento sui moduli e sugli strumenti di misura (solarimetro) non influenzino eccessivamente i calcoli.

Essendo un indice puramente teorico, PR può assumere valori anche superiori ad 1 (massimo teorico) in presenza di particolari condizioni. Questo poiché la potenza nominale dei moduli viene misurata in condizioni standard che raramente si verificano durante il funzionamento dell'impianto.

I principali fattori che influenzano il valore di PR sono:

- T del modulo: a basse temperature i moduli fotovoltaici presentano una maggiore efficienza di conversione. Ad esempio durante l'inverno la temperatura si riduce particolarmente quando il cielo è coperto. Se in queste condizioni il modulo viene improvvisamente sottoposto ad elevato irraggiamento esso funzionerà con un maggior rendimento, incrementando temporaneamente PR;
- Durante mattina e sera e specialmente nel periodo invernale, ossia quando il sole è più basso rispetto all'orizzonte, l'energia incidente sotto forma di radiazione solare può avvicinarsi o eguagliare l'energia dissipata. Il valore di PR può quindi essere particolarmente ridotto;

- L'ombreggiamento può essere causato sia da ostacoli presenti nelle circostanze dell'impianto sia da sporcizia che si deposita sulle superfici captanti. Se questo fenomeno colpisce lo strumento di misura dell'irraggiamento si osserva un aumento di PR, se al contrario sono i moduli ad esserne affetti si osserva una diminuzione del rendimento e quindi di PR;
- Intervallo di tempo: se troppo breve non vi sono sufficienti dati per un calcolo affidabile e realistico, che verrebbe eccessivamente influenzato dai fenomeni aleatori illustrati in precedenza;
- La trasmissione dell'energia prodotta ai carichi o alla rete elettrica principale comporta delle perdite energetiche che possono variare a seconda della tipologia di cavi utilizzati e delle loro dimensioni;
- Rendimento dei moduli fotovoltaici (e degrado delle loro prestazioni nel tempo) e degli inverter (fotovoltaici e di batteria);
- L'utilizzo di differenti tecnologie di celle solari nei moduli per la produzione dell'energia e nello strumento per la misura dell'irraggiamento può comportare deviazioni del valore di PR.

L'analisi di impianti isolati dalla rete elettrica nazionale, caso dell'impianto oggetto dello studio, è più complessa rispetto a quelli connessi alla rete in quanto ridotte prestazioni non sono necessariamente dovute a malfunzionamenti o problemi tecnici ma possono essere causate da un accoppiamento non corretto tra generatori e carichi elettrici.

Il valore di PR per impianti stand-alone presenta una grande variabilità che frequentemente non rispecchia il reale funzionamento dell'impianto da un punto di vista tecnico.

In un impianto sovradimensionato, ad esempio per ragioni di affidabilità, si possono frequentemente verificare disconnessioni parziali o totali del generatore PV al fine di proteggere le batterie dal sovraccarico.

La dipendenza dall'entità dei carichi è quindi molto marcata. Se il consumo energetico non è adeguatamente proporzionato alla taglia del generatore il valore di PR può scendere anche al di sotto di 0,2 su base mensile, a causa di elevate perdite di cattura. [38]

I valori più comuni per impianti isolati dalla rete (sia PV che ibridi) variano tra 0,2 e 0,6 per impianti domestici e tra 0,05 e 0,25 per impianti di grande taglia (frequentemente sovradimensionati per ragioni di affidabilità). [39]

PF (Production Factor): questo coefficiente è stato introdotto in letteratura al fine di quantificare la non adeguatezza dei carichi rispetto alla taglia dell'impianto che li alimenta, in modo tale da evitare erronee interpretazioni di bassi valori di PR.

$$PF = \frac{Y_a}{Y_r}$$

La relazione che lega questi ultimi due indicatori è di tipo lineare, quindi una forte deviazione dall'andamento previsto è sintomo di un malfunzionamento del sistema di generazione.

Tabella 4-2: calcolo indicatori energetici

Mese	Ets	Efs	Etsn	Efsn	Ein	Euse	Fa	η_{bos}	Ya	Yf	Yr	Lc	Lbos	PR	PF
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	-	-	h/d	h/d	h/d	h/d	h/d	-	-
05/2007	281	88	193	0	474	407	1,00	0,86	1,08	0,93	4,72	3,64	0,15	0,20	0,23
06/2007	154	56	98	0	278	242	1,00	0,87	0,94	0,81	3,70	2,77	0,12	0,22	0,25
07/2007	268	169	99	0	627	559	1,00	0,89	1,77	1,58	6,77	5,00	0,19	0,23	0,26
08/2007	373	250	123	0	771	697	1,00	0,90	1,76	1,59	3,66	1,90	0,17	0,43	0,48
09/2007	286	111	175	0	475	418	1,00	0,88	1,12	0,98	4,23	3,11	0,13	0,23	0,26
10/2007	277	142	135	0	433	382	0,98	0,88	0,96	0,85	2,37	1,41	0,11	0,36	0,41
11/2007	280	34	246	0	328	299	0,41	0,91	0,33	0,30	0,48	0,15	0,03	0,62	0,68
03/2008	227	0	227	0	254	227	0,64	0,89	0,37	0,33	2,50	2,13	0,04	0,13	0,15
04/2008	239	20	219	0	300	258	1,00	0,86	0,71	0,61	2,75	2,05	0,10	0,22	0,26
05/2008	323	57	266	0	483	417	1,00	0,86	1,10	0,95	4,29	3,19	0,15	0,22	0,26
06/2008	218	46	172	0	404	346	1,00	0,86	0,95	0,81	4,77	3,81	0,14	0,17	0,20
07/2008	389	199	190	0	822	739	1,00	0,90	1,87	1,68	5,44	3,56	0,19	0,31	0,34
08/2008															
09/2008	190	61	129	0	295	259	1,00	0,88	1,04	0,91	3,44	2,40	0,13	0,27	0,30
10/2008	288	111	177	0	406	357	0,96	0,88	0,89	0,78	2,08	1,19	0,11	0,38	0,43
11/2008	376	93	283	0	432	408	0,26	0,95	0,26	0,25	0,41	0,15	0,01	0,60	0,64
04/2009	178	0	178	0	213	178	1,00	0,84	0,75	0,63	3,84	3,09	0,12	0,16	0,20
05/2009	190	47	143	0	334	286	1,00	0,86	1,03	0,88	4,85	3,82	0,15	0,18	0,21
06/2009	280	85	195	0	530	461	1,00	0,87	1,25	1,09	5,27	4,02	0,16	0,21	0,24
07/2009	358	186	172	0	761	680	1,00	0,89	1,73	1,55	5,58	3,84	0,18	0,28	0,31
08/2009	448	280	168	0	951	864	1,00	0,91	2,32	2,10	5,34	3,02	0,21	0,39	0,43
09/2009	156	47	109	0	230	205	1,00	0,89	1,48	1,32	3,37	1,89	0,16	0,39	0,44
10/2009	343	152	191	0	504	459	0,84	0,91	0,96	0,88	1,79	0,83	0,09	0,49	0,54
03/2010	238	2	236	0	246	236	0,20	0,96	0,11	0,11	0,80	0,69	0,04	0,14	0,14
04/2010	266	16	250	0	330	283	1,00	0,86	0,78	0,67	4,21	3,43	0,11	0,16	0,18
05/2010	289	62	227	0	453	391	0,98	0,86	1,01	0,87	3,76	2,75	0,14	0,23	0,27
06/2010	33	41	0	8	387	340	0,98	0,88	0,99	0,87	4,54	3,55	0,12	0,19	0,22
07/2010	224	162	62	0	505	460	1,00	0,91	2,55	2,32	5,07	2,52	0,23	0,46	0,50
08/2010	673	469	204	0	1406	1308	0,76	0,93	2,44	2,27	4,57	2,12	0,17	0,50	0,53
09/2010	358	251	107	0	670	614	0,88	0,92	1,38	1,27	2,72	1,34	0,11	0,47	0,51
10/2010	473	251	222	0	687	646	0,45	0,94	0,70	0,66	1,56	0,86	0,04	0,42	0,45
11/2010	351	50	301	0	393	383	0,10	0,97	0,09	0,09	0,34	0,25	0,00	0,26	0,27
03/2011	170	1	169	0	187	169	0,46	0,90	0,20	0,18	1,83	1,63	0,02	0,10	0,11
04/2011	134	1	133	0	165	134	1,00	0,81	0,68	0,56	5,54	4,86	0,13	0,10	0,12
05/2011															
06/2011	195	171	24	0	493	440	0,94	0,89	1,36	1,21	3,49	2,13	0,15	0,35	0,39
03/2012	172	7	165	0	206	173	1,00	0,84	0,47	0,39	2,86	2,40	0,07	0,14	0,16
04/2012	67	40	27	0	231	201	1,00	0,87	0,54	0,47	1,90	1,35	0,07	0,25	0,29
05/2012															
06/2012															
07/2012															
08/2012	352	415	0	63	1103	1023	0,80	0,92	2,82	2,61	5,02	2,21	0,22	0,52	0,56
09/2012	595	349	246	0	1091	1008	0,81	0,92	2,07	1,91	3,31	1,24	0,16	0,58	0,63
10/2012	472	273	199	0	731	679	0,64	0,93	1,06	0,98	1,52	0,46	0,08	0,65	0,70
11/2012	472	273	199	0	566	360	0,13	0,64	0,18	0,11	0,38	0,20	0,06	0,30	0,47

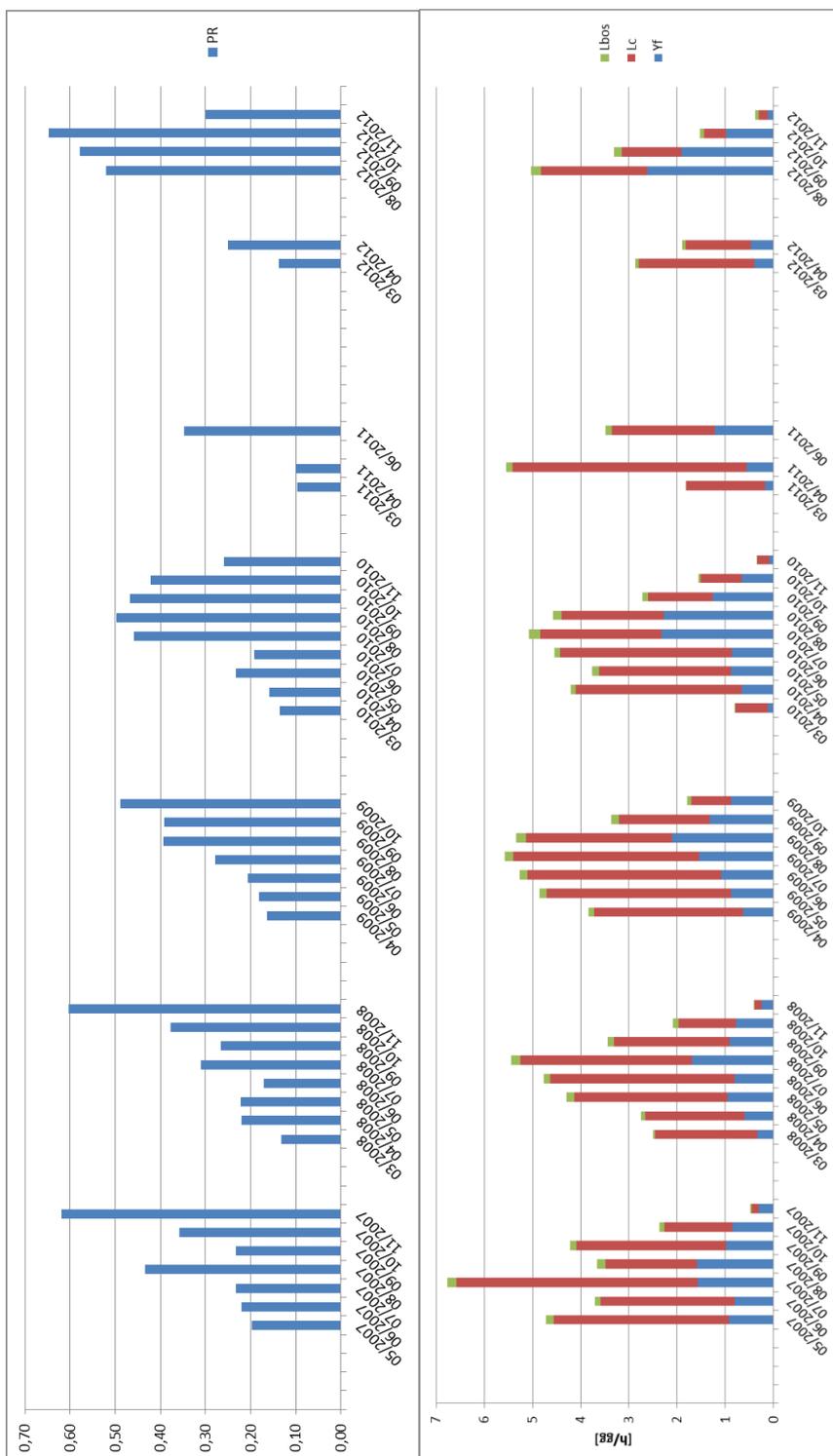


Figura 4-8: grafici rappresentanti l'andamento di PR, Yf, Lc, Lbos

Il calcolo è stato effettuato su base mensile al fine di poter valutare le differenze tra le varie stagioni. I mesi contrassegnati in grigio (in Tabella 4-2) sono caratterizzati dalla mancanza di dati, mentre l'utilizzo di carattere rosso indica che i dati sono affetti da macroscopici errori di misura e non sono quindi da considerarsi significativi (energia uscente dalle batterie maggiore di quella entrante).

Nel primo grafico (Figura 4-8) viene rappresentato l'andamento del valore di PR dalla messa in esercizio dell'impianto ad oggi. Esso mostra significative variazioni stagionali, passando da 0,2 – 0,3 relativamente ai primi mesi dell'anno, caratterizzati da carichi particolarmente ridotti per i quali l'impianto risulta sovradimensionato, a 0,4 – 0,6 nei mesi successivi e si può apprezzare come il seppur lieve aumento negli anni della richiesta energetica delle utenze abbia avuto un effetto benefico sulle prestazioni. Il valore massimo viene raggiunto quasi sempre in corrispondenza di Ottobre-Novembre, mesi caratterizzati da basso irraggiamento e carichi ancora sufficientemente sostenuti.



Figura 4-9: andamento di irraggiamento, carichi elettrici e PR durante il 2010

Il grafico (Figura 4-9) è relativo al 2010, scelto come caso esemplificativo data la maggior completezza dei dati, dove si nota come nella prima parte dell'anno la curva dei carichi non segua l'andamento di quella dell'irraggiamento misurato sul piano dei moduli e di come ciò influisca sul valore del Performance Ratio.

Nel secondo grafico visibile in Figura 4-8 è invece osservabile come l'energia teoricamente ottenibile dall'impianto viene ripartita tra energia effettivamente generata (Y_f), perdite di cattura (L_c) e perdite di sistema (L_{BOS}).

In corrispondenza delle diminuzioni di PR si può osservare un aumento relativo delle perdite di cattura causato dall'intervento degli inverter che limitano la potenza generata dai moduli fotovoltaici in periodi in cui l'aumento di disponibilità della risorsa solare non è accompagnato da un sufficiente incremento della richiesta energetica da parte delle utenze.

Data l'entità delle perdite di cattura, che costituiscono in media il 65% dell'energia teoricamente producibile (con picchi dell'80% in alcuni mesi estivi), l'impianto ha un grande margine di miglioramento delle prestazioni. Aumentando la richiesta energetica delle utenze si ritiene possibile ridurre le perdite L_c ad almeno il 50% del totale, valore che può sembrare comunque elevato ma che risulta comune per impianti isolati dalla rete (causa asimmetria profili disponibilità e richiesta energetica).

L'andamento di PF (Figura 4-10) come previsto segue fedelmente quello del Performance Ratio, data l'assenza di malfunzionamenti.

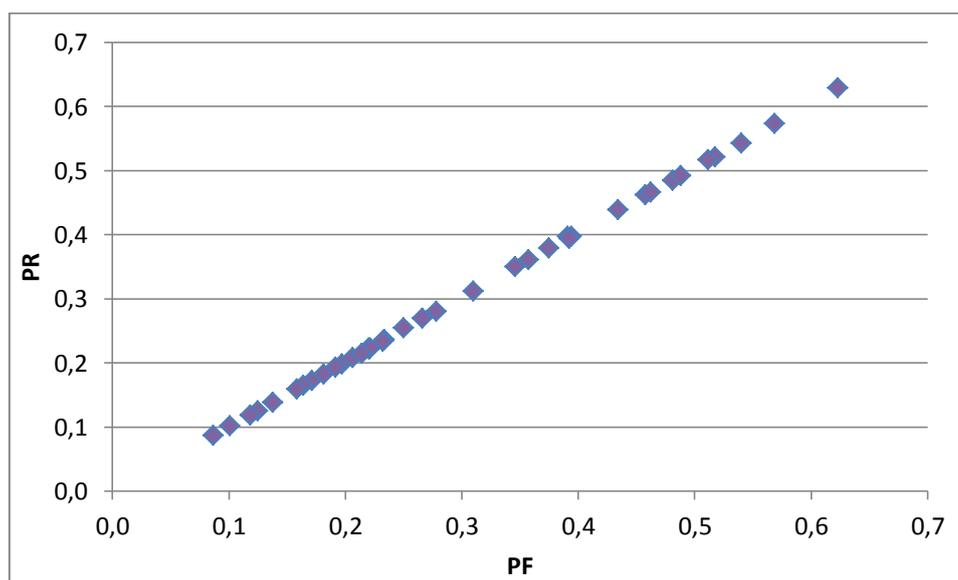


Figura 4-10: grafico rappresentante l'andamento di PF in funzione di PR

Bisogna infine sottolineare come le perdite relative ai componenti del sistema rimangono limitate in tutte le stagioni evidenziando un corretto funzionamento dell'impianto anche ai carichi parziali.

4.5 Verifica prestazioni componenti

La verifica del funzionamento dei singoli componenti dell'impianto è stata effettuata analizzando nel dettaglio i dati al quarto d'ora acquisiti tramite il sistema di tele monitoraggio. Essendo questi ultimi disponibili solo relativamente agli anni dal 2008 al 2012, l'analisi è limitata a questo intervallo di tempo.

4.5.1 Generatore fotovoltaico e relativi inverter

La valutazione delle prestazioni del generatore fotovoltaico è stata complicata dal frequente intervento degli inverter per limitare la potenza in uscita dai moduli. Nonostante la grande disponibilità di dati, è infatti stato possibile utilizzare per il calcolo del rendimento solo quelli relativi a 113 giornate (su tutti i 5 anni a disposizione) durante le quali i Sunny Boy hanno operato in modalità MPPT (Maximum Power Point Tracking) ossia inseguendo il punto di massima potenza nella curva di funzionamento dei moduli (variabile in funzione dell'irraggiamento). Nei restanti giorni gli inverter hanno operato in modalità "derating" (= limitazione di potenza).

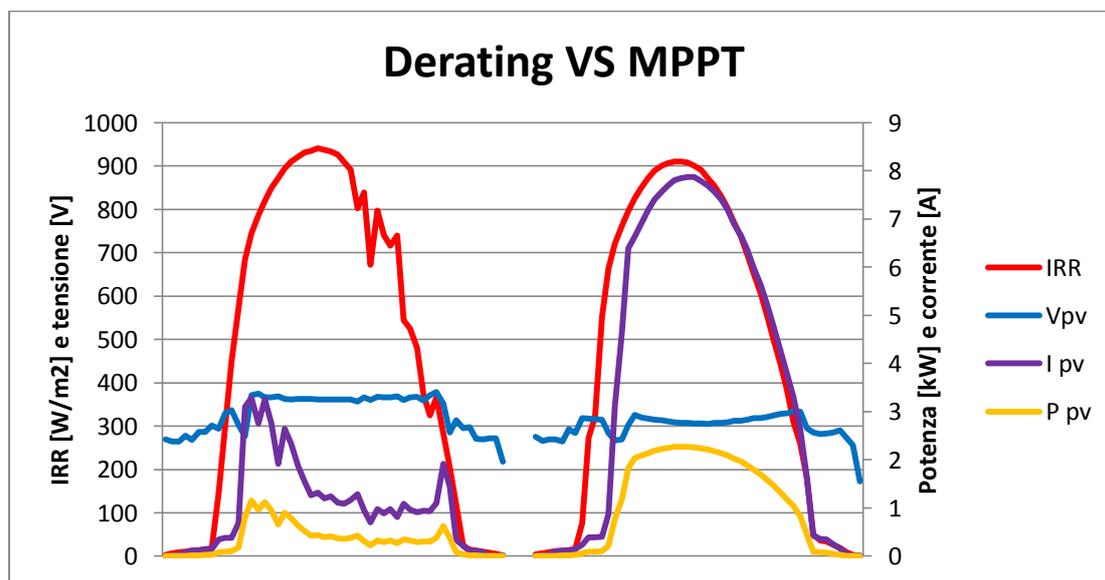


Figura 4-11: grafico rappresentante il funzionamento dei moduli in modalità "derating" e "MPPT"

In Figura 4-11 si può osservare come agiscono gli inverter fotovoltaici per ottenere la limitazione di potenza in uscita, ossia tagliando la corrente e mantenendo circa costante la tensione.

A partire dalle misure di irraggiamento sul piano dei moduli e di tensione e corrente effettuate dai SB nel lato in continua (lato moduli), escludendo quindi dal calcolo i rendimenti degli inverter stessi, è stato possibile valutare il rendimento di conversione dei singoli moduli e delle singole celle.

$$\eta_{pv} = \frac{P_{pv}}{(IRR \times A_{pv})}$$

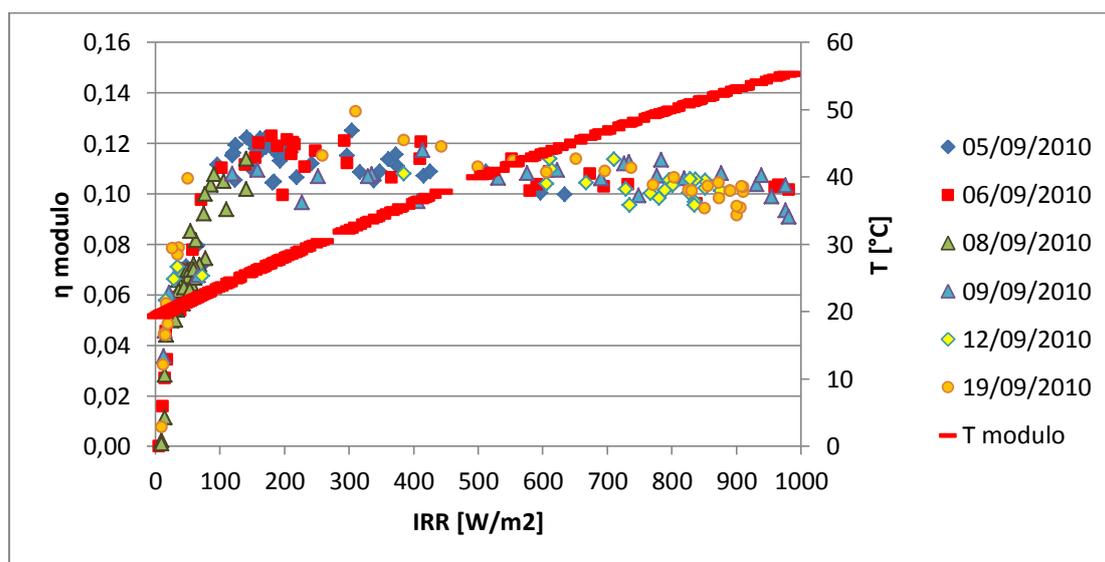
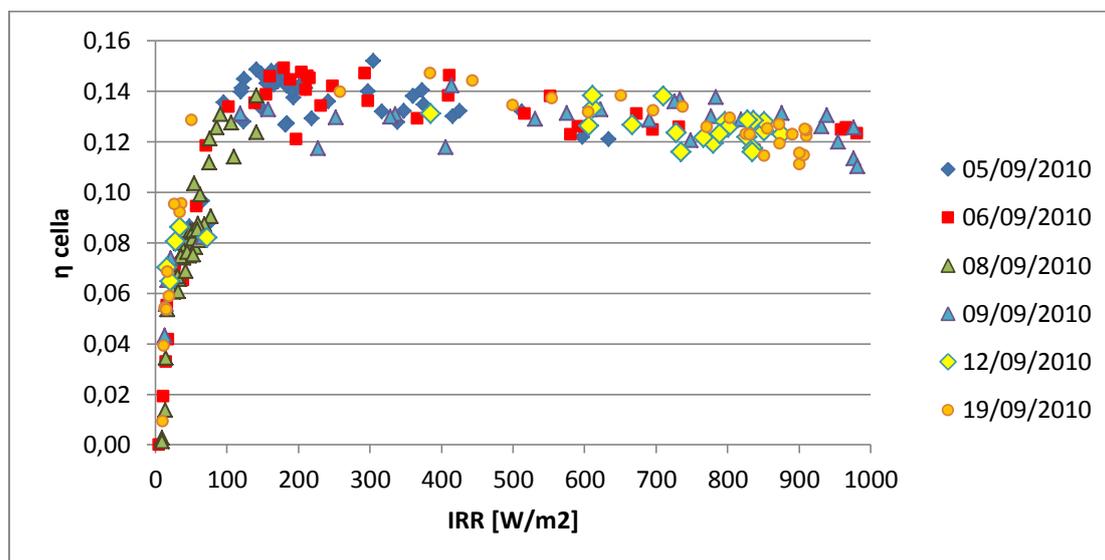


Figura 4-12: grafici rappresentanti i rendimenti di modulo e cella in funzione dell'irraggiamento

I moduli hanno operato con un'efficienza media dell'11%, in linea con quanto dichiarato dal produttore, ed un rendimento di cella del 13% (calcolato utilizzando solo l'area captante, escludendo quindi cornici e sostegni).

Come si può osservare dai grafici i rendimenti massimi (13% per i moduli e 15% per le celle) vengono raggiunti in corrispondenza di livelli di irraggiamento intorno a 200 W/m^2 , per poi calare gradualmente all'aumentare di quest'ultimo a causa del corrispondente incremento della temperatura del modulo, che comporta un inevitabile aumento delle perdite (soprattutto perdite di ricombinazione e ohmiche).

Avendo a disposizione solo le misure della temperatura dell'ambiente esterno e non di quella di retro-modulo si è scelto di calcolare quest'ultima in funzione del valore di irraggiamento.

A partire dalle misure (acquisite con un tempo di campionamento pari ad un'ora) della radiazione solare incidente e della temperatura di retro-modulo relative ad un impianto fotovoltaico al silicio monocristallino installato presso la sede di RSE di Via Rubattino (MI), è stata estratta una funzione lineare che ha permesso di effettuare una stima approssimativa delle temperature raggiunte dai moduli in ValCodera (visibile in Figura 4-12), stima considerata realistica data la differenza quasi trascurabile tra le temperature ambiente registrate nelle due località.

Procedendo con la verifica del funzionamento delle singole stringhe di moduli, è stato riscontrato un andamento anomalo dell'efficienza dei 30 moduli collegati con l'inverter SB1700, inferiore di circa due punti percentuali rispetto agli altri.

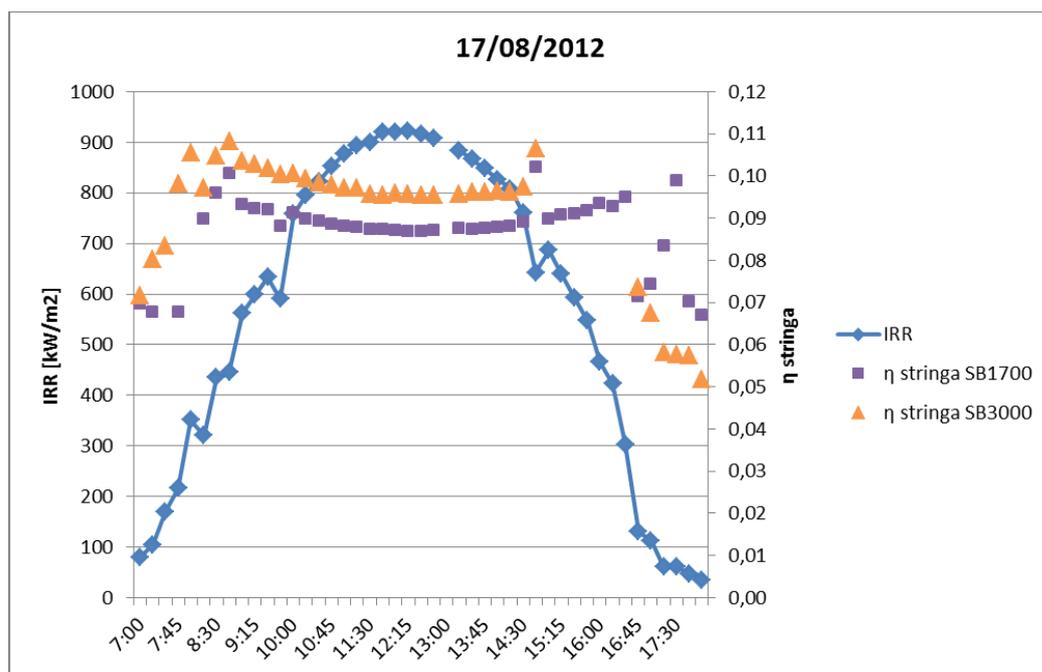


Figura 4-13: grafico rappresentante l'andamento dei rendimenti delle due stringhe di moduli durante una giornata esemplificativa

Inizialmente si era pensato ad un ombreggiamento causato dagli ostacoli circostanti, ma se così fosse lo scostamento di prestazioni dovrebbe essere localizzato negli orari in cui l'altezza del sole è minore (mattina o sera), mentre come si può osservare in Figura 4-13 esso è costante durante tutto l'arco della giornata.

La causa più plausibile è quindi che uno o più moduli siano stati affetti da accentuati fenomeni di invecchiamento e che ciò abbia penalizzato le prestazioni dell'intera stringa a causa del mismatch, fenomeno secondo il quale in presenza di più moduli collegati in serie e caratterizzati da differenti curve caratteristiche, essi si portano a lavorare nel punto di funzionamento (I e V) caratterizzato da corrente minore.

Si può comunque affermare che questi fenomeni negativi non hanno penalizzato le prestazioni complessive del generatore fotovoltaico, prestazioni che sono rimaste costanti durante i 5 anni analizzati.

Infine sono state calcolate le efficienze di funzionamento di tutti gli inverter fotovoltaici, rapportando la potenza prodotta in continua dai moduli con quella in alternata uscente dai Sunny Boy.

I risultati ottenuti sono in linea con le caratteristiche dichiarate ($\eta > 0,9$ per $0,2 < P/P_{nominale} < 0,8$).

Il rendimento medio si mantiene intorno al 91%, valore che va diminuendo nel funzionamento ai carichi parziali in particolare quando la potenza in uscita scende sotto il 20% della potenza nominale.

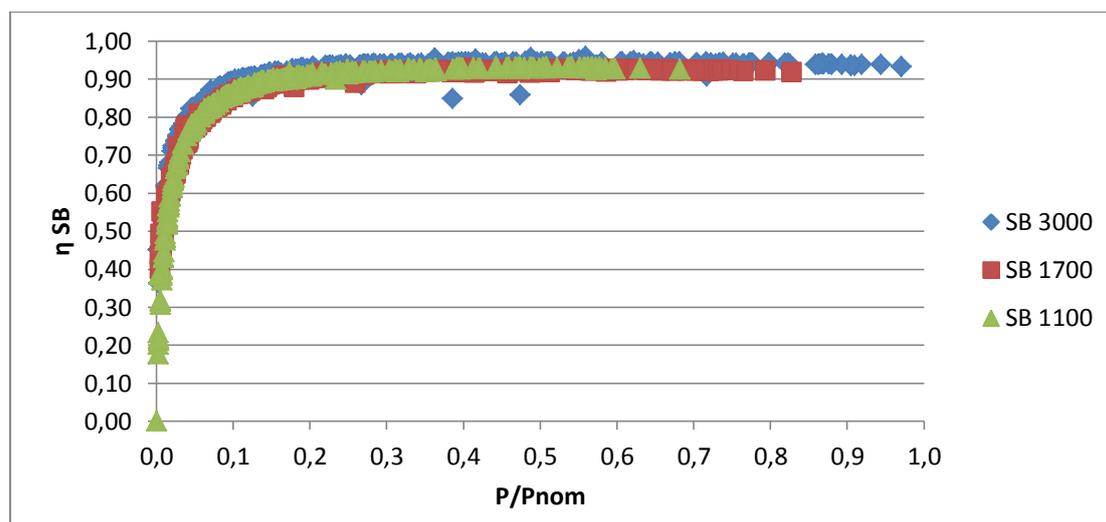


Figura 4-14: grafico dell'efficienza di conversione degli inverter collegati al generatore PV

4.5.2 Batterie e inverter

Quello della gestione delle batterie è un aspetto cruciale per garantire un funzionamento efficiente ed affidabile dell'intero impianto.

Nonostante la tecnologia al Pb acido sia una tra le più mature e consolidate per quanto riguarda applicazioni stazionarie anche in sistemi di generazione isolati (frequentemente impianti solo PV), l'impiego in un sistema ibrido come quello della ValCodera rappresenta un caso studio di particolare interesse, data l'irregolarità e l'imprevedibilità dei flussi energetici (generazione e carichi) e l'utilizzo di regolatori di carica di sviluppo recente.

È infatti più semplice stimare l'andamento delle prestazioni energetiche delle batterie, e quindi prevederne la sostituzione al momento opportuno, se esse vengono sottoposte a cicli di carica e scarica più regolari, in termini di durata temporale, di DOD (Depth Of Discharge) e di entità delle correnti entranti e uscenti.

La variabilità delle condizioni di funzionamento che caratterizzano il sistema ibrido oggetto dello studio rende particolarmente difficoltoso il compito degli inverter di batteria, in particolare riguardo alla protezione del sistema d'accumulo da scariche molto profonde e sovraccarichi che, accelerando i fenomeni di invecchiamento (illustrati in seguito), ne comprometterebbero l'operatività riducendo la capacità d'accumulo e l'efficienza di funzionamento nonché accorciandone irreversibilmente la vita utile.

Tutto ciò avrebbe un notevole impatto sulle modalità di generazione dell'energia elettrica, obbligando il sistema di gestione dell'impianto a ricorrere più frequentemente al gruppo elettrogeno in periodi di scarsa disponibilità di fonti rinnovabili, riducendone la vita utile e aumentando consumi di combustibile ed emissioni.

Anche l'impatto economico non è da trascurare in quanto, come evidenziato in letteratura [40], il sistema di accumulo incide marginalmente sui costi iniziali mentre assume un peso importante nei costi relativi all'intera vita utile di un impianto, nel caso in cui le batterie debbano essere sostituite numerose volte.

Vengono di seguito illustrati i principali fenomeni chimico-fisici di invecchiamento tipici delle batterie al Piombo [41][42]:

- *Solfatazione*: quando le batterie vengono scaricate, le masse attive degli elettrodi costituite da biossido di Pb e Pb puro sono trasformate in solfato di Pb. Se la batteria non viene ricaricata dopo un tempo sufficientemente breve, i cristalli di solfato crescono in seguito a processi di ricristallizzazione. La velocità di questi processi cresce linearmente con la solubilità degli ioni solfato e con la temperatura. Sfortunatamente la solubilità degli ioni aumenta al diminuire della concentrazione di acido (e quindi al diminuire dello stato di carica della

batteria). Di conseguenza la permanenza prolungata a bassi stati di carica (e quindi a basse concentrazioni di acido e alta solubilità dei solfati) danneggia la batteria accelerando la crescita dei cristalli.

La dissoluzione di questi ultimi, processo necessario durante la carica, è direttamente proporzionale alla loro superficie e può non avvenire se le dimensioni sono eccessive. I cristalli che non si dissolvono si accumulano causando la riduzione della massa attiva e quindi della capacità di accumulo, oltre ad un aumento della resistenza interna della batteria.

Inoltre tanto minore è il loro rapporto superficie/volume e tanto maggiore sarà la sovratensione durante la carica.

Di conseguenza, batterie con cristalli più grandi raggiungeranno prima la massima tensione di carica rispetto a batterie con cristalli piccoli, ciò comporta una durata maggiore del processo di carica.

Nelle applicazioni solari, il tempo per lo svolgimento di questo processo è limitato dalla disponibilità di ore di luce e quindi queste batterie raggiungeranno più raramente lo stato di piena carica.

Il fenomeno della solfatazione può essere minimizzato aggiungendo additivi quali Cesio e Antimonio nell'elettrolita e facendo rapidamente seguire ad ogni scarica una carica completa. La presenza di stratificazione nell'acido comporta un mancato raggiungimento dello stato di carica completa nella parte inferiore dell'elettrodo e quindi un grado di solfatazione più elevato.

Questo fenomeno riduce la capacità e la tensione durante la scarica, e se in stato troppo avanzato può portare alla completa disattivazione di estese porzioni degli elettrodi.

- *Stratificazione dell'elettrolita*: è un fenomeno che può favorire altri processi di invecchiamento della batteria. È evitabile innescando periodicamente la produzione una sufficiente quantità di gas tramite le reazioni di gassificazione, che causa un rimescolamento dell'elettrolita, o utilizzando sistemi meccanici di agitazione.

È un fenomeno che si sviluppa durante i processi di carica e scarica a causa della presenza di un gradiente di concentrazione.

L'invecchiamento causato da stratificazione si verifica a causa delle differenze nella concentrazione dell'acido che comportano differenti potenziali elettrochimici a differenti livelli della batteria. Quindi la distribuzione della corrente lungo gli elettrodi risulta disomogenea.

La ricarica è favorita nella parte superiore dell'elettrodo (minore densità, minor potenziale), la scarica nella parte inferiore (maggiore densità, maggior potenziale). Di conseguenza lo stato di carica nella parte inferiore dell'elettrodo è significativamente minore rispetto alla parte superiore e ciò accelera i processi di solfatazione.

Se si utilizzano batterie ermetiche (VLRA – valve regulated lead acid battery) o batterie con sistemi di agitazione dell'elettrolita non si verifica alcuna

stratificazione e quindi non si hanno contributi all'invecchiamento da parte di questo fenomeno.

Altrimenti è possibile ridurre questo fenomeno aumentando progressivamente la resistenza interna della griglia di Pb dall'alto verso il basso oppure riducendo la quantità di materiale attivo (gradualmente dall'alto verso il basso). Questo riduce la disomogeneità della corrente durante la fase di scarica in presenza di stratificazione.

Una maggior resistenza della griglia implica necessariamente un aumento della resistenza complessiva della cella ma ciò non influisce in maniera significativa sulle prestazioni essendo le correnti medie di entità modesta.

- *Degrado dei materiali attivi (erosione)*: entrambi gli elettrodi sono soggetti a notevoli sforzi meccanici durante i normali cicli di funzionamento. Ciò è dovuto al fatto che fino al 50% del materiale attivo è convertito in fase di scarica in solfato di Pb, il quale ha un volume molare 1,94 volte maggiore rispetto al biossido di Pb e 2,4 volte rispetto al Pb puro.

Queste grandi variazioni di volume possono comportare una perdita di materiale

La conseguenza ultima è il raggiungimento di stati di carica inferiori al termine del processo di scarica (a pari energia uscente).

Una volta che le porzioni di materiale si sono staccate, possono essere separate dall'elettrodo (ad esempio tramite un flusso di gas) e raccolte sul fondo della batteria tramite appositi fanghi, favorendone la rimozione. Se il volume del fango non è sufficientemente elevato si possono verificare cortocircuiti.

- *Effetto della temperatura*: basse temperature di funzionamento non accelerano alcun fenomeno di invecchiamento irreversibile, a patto che non venga raggiunto il punto di congelamento dell'elettrolita (inferiore agli 0°C e variabile in funzione della concentrazione di acido solforico) che impedirebbe l'utilizzo della batteria e potrebbe portare alla rottura del contenitore. Al contrario un aumento della temperatura dell'elettrolita, causato sia da elevate temperature ambiente che da alte correnti di carica/scarica, accelera fenomeni di corrosione, solfatazione, gassificazione ed auto-scarica.

Un'ulteriore problematica che caratterizza le batterie al Piombo, e più in generale tutti i sistemi di accumulo elettrochimico utilizzati in applicazioni stazionarie, consiste nella difficoltà nel determinare con precisione lo stato di carica.

I metodi più affidabili consistono nell'effettuare la misura della densità dell'elettrolita o della tensione di circuito aperto. Come è intuibile non sono però applicabili durante il normale funzionamento dell'impianto, poiché sarebbe necessario o aprire fisicamente le batterie (operazione particolarmente pericolosa che non è effettuabile durante il normale funzionamento) o scollegarle dall'impianto per alcune ore prima di poter effettuare le misure necessarie.

Generalmente, ed anche nel caso dei Sunny Island installati nel sistema ibrido, vengono misurate tensione e corrente per calcolare la potenza entrante/uscente che viene quindi integrata nel tempo per risalire alla capacità residua delle batterie. Questa procedura causa notevoli errori di misura per i seguenti motivi:

- Come osservabile in Figura 4-15 la curva rappresentante l'andamento della tensione di batteria in funzione del SOC è particolarmente piatta, variazioni di lieve entità sono quindi difficilmente apprezzabili. Ciò anche in considerazione del fatto che la carica/scarica delle batterie installate in ValCodera non viene effettuata a corrente costante, ma si hanno variazioni di notevole entità anche in tempi ridotti in funzione di irraggiamento e carichi;
- L'unico punto di funzionamento in cui è possibile conoscere con certezza il valore dello stato di carica delle batterie è quello corrispondente ad una carica completa (SOC=100%), ed essendo questo stato di funzionamento raggiunto raramente nel caso dell'impianto in esame (vedi Figura 4-16), l'errore di integrazione viene propagato anche per lunghi periodi di tempo comportando scostamenti notevoli tra valore calcolato e valore reale.

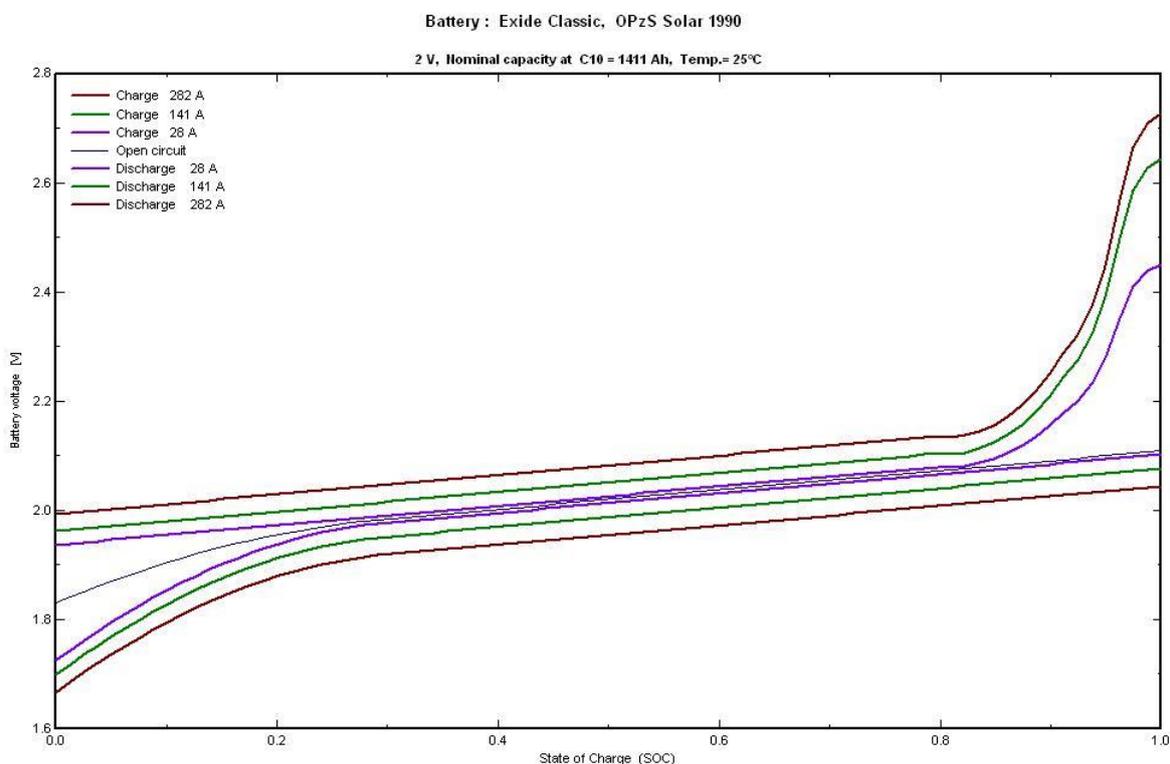


Figura 4-15: curve di carica e scarica delle batterie installate nell'impianto ibrido di Val Codera

Questi errori di misura hanno notevolmente influenzato il funzionamento dei Sunny Island, in particolare riguardo alla determinazione degli stati di funzionamento delle

batterie (N1, N2, ecc.) in funzione dei quali i regolatori stessi comandano gli azionamenti programmati dell'impianto.

Gli stati di funzionamento, come già accennato in precedenza, vengono determinati dagli inverter (in particolare da quello che funge da master) in funzione dello stato di carica e di altre grandezze che possono fornire indicazioni sull'avanzamento dei fenomeni di invecchiamento (quali ad esempio la tensione a fine carica e in seguito ad una scarica profonda, intervallo di tempo trascorso dall'ultima carica a fondo, ecc.).

Bisogna inoltre considerare che gli anni dei quali è stato possibile effettuare un'analisi dettagliata, 2008 - 2012, sono preceduti da 4 anni di funzionamento dell'impianto, con gli inevitabili effetti negativi che ne conseguono su prestazioni e accuratezza delle misure.

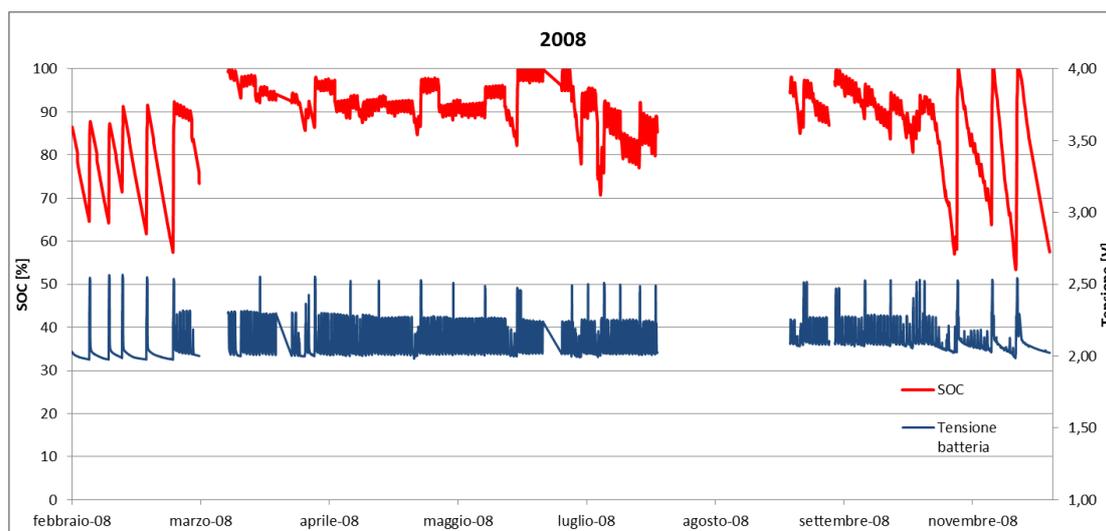


Figura 4-16: andamento di SOC e tensione di batteria durante il 2008

Viene qui riportato come caso esemplificativo l'andamento dello stato di carica delle batterie (e la tensione di ogni singolo elemento) nel corso del 2008 (anno scelto per la maggior completezza dei dati, mancanti 10gg a Marzo e tutto il mese di Agosto; durante Gennaio e Dicembre impianto in standby).

Si può innanzitutto osservare la variazione della modalità di funzionamento tra estate ed inverno, mentre nei mesi freddi la carica viene effettuata dal gruppo elettrogeno (escursioni del SOC di maggiore entità e di durata temporale maggiore), in quelli caratterizzati da abbondante disponibilità di risorsa solare la ricarica delle batterie è effettuata dai moduli fotovoltaici. Relativamente ai mesi più caldi, si può osservare come lo stato di carica rimanga a livelli elevati, com'era prevedibile in considerazione del sovradimensionamento del generatore PV rispetto ai carichi attuali (=eccesso di produzione di energia), a parte rare eccezioni.

Ad esempio è visibile un calo del SOC, seppur di lieve entità (sempre > 70%), in corrispondenza del mese di Giugno in seguito a quattro giornate consecutive caratterizzate da elevata nuvolosità che ha limitato la produzione dai moduli PV. Osservando l'andamento durante il mese di Febbraio, si potrebbe giungere all'erronea conclusione che il gruppo elettrogeno sia stato avviato prematuramente dai regolatori di carica in quanto il SOC non scende mai sotto la soglia prestabilita (40%).

La tensione relativa alla singola batteria al contrario raggiunge ripetutamente valori compatibili con stati di carica particolarmente ridotti, poco inferiori a 2V e ciò, come si può osservare in Figura 4-15, indica approssimativamente uno stato di carica inferiore al 50% (pur considerando che la curva varia in funzione della corrente).

Analizzando i dati nel dettaglio si osserva che lo stato di funzionamento delle batterie indicato dagli inverter varia istantaneamente da N1 a L1 forzando l'avviamento del gruppo elettrogeno per evitare una scarica eccessiva, si può quindi affermare che essi abbiano agito correttamente nonostante il macroscopico errore di calcolo del SOC.

Questa problematica ha influenzato il funzionamento dell'impianto anche durante il periodo estivo. Ad esempio durante la prima metà del mese di Maggio la tensione di batteria in fase di scarica scende anche al di sotto di 2V evidenziando se non la necessità quanto meno la possibilità di effettuare una ricarica, mentre il SOC rimane intorno al 90%.

In queste giornate, nonostante vi sia un surplus di produzione energetica, esso non viene sfruttato in quanto i Sunny Boy rimangono in modalità "derating" limitando la potenza prodotta.

La situazione si sblocca solo in seguito a tre giorni consecutivi di scarso irraggiamento solare che causano una scarica più marcata delle batterie che viene questa volta rilevata dai Sunny Island, lo stato di funzionamento varia da N1 a N2 (nonostante il SOC misurato rimanga superiore all'84%) e gli inverter fotovoltaici passano in modalità MPPT facendo operare i moduli a piena potenza e caricando a fondo le batterie.

Lo stesso fenomeno si è ripetuto più volte durante i mesi di Aprile Giugno e Luglio anche durante gli altri anni di funzionamento sottoposti ad analisi.

Si è quindi proceduto con il calcolo dell'efficienza energetica su base mensile delle batterie, pari al rapporto tra energia entrante ed uscente dal sistema di accumulo nell'intervallo di tempo considerato.

Per ogni mese non sono stati considerati tutti i dati a disposizione, essendo necessari due punti di funzionamento caratterizzati dal medesimo stato di carica delle batterie da utilizzare come estremi temporali per effettuare il calcolo.

Ritenendo le misure del SOC effettuate dagli inverter di batteria poco affidabili per i motivi sopra elencati, si è deciso di selezionare manualmente dei punti di funzionamento che presentassero, a pari correnti di scarica, una tensione di batteria molto simile tra loro. Essi sono stati scelti il più distanti possibile tra loro, in maniera tale da includere il massimo numero di dati.

Ciò ha permesso inoltre di effettuare una prima stima dell'errore di calcolo del SOC, i cui valori differiscono anche di oltre il 15% tra le coppie di punti scelti. L'efficienza energetica così calcolata (Figura 4-17) ha mostrato un andamento anomalo ma costante negli anni, passando da un valore medio di 0,35 durante il periodo Febbraio-Giugno, a 0,65 nel periodo Luglio-Novembre. In letteratura il valore più comune per questa tipologia di batterie è circa 0,7 – 0,8 ma bisogna tener conto del possibile decadimento delle prestazioni a causa dell'invecchiamento.

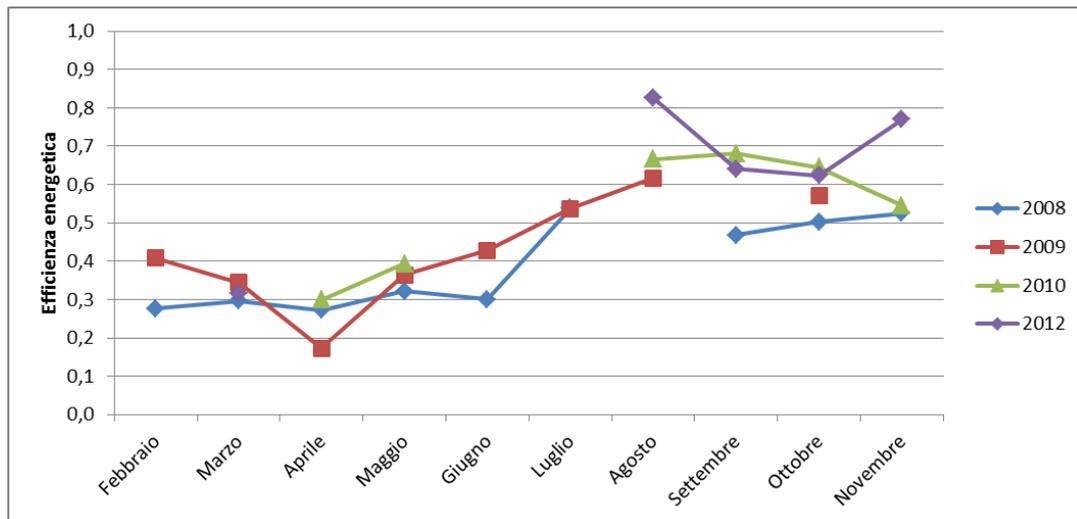


Figura 4-17: efficienza energetica delle batterie nei 4 anni sottoposti ad analisi

Questa significativa variazione nelle prestazioni è imputabile ad un errore nella gestione del gruppo elettrogeno da parte dell'inverter di batteria che agisce da master. Esso infatti dovrebbe forzare l'avviamento del generatore diesel ogni 90 giorni indipendentemente dalla disponibilità delle altre fonti energetiche, che verrebbero altrimenti privilegiate durante il normale funzionamento, al fine di effettuare una carica di equalizzazione, che consiste nel caricare a fondo le batterie e mantenerle ad un elevato stato di carica, e quindi ad una tensione di batteria elevata, per un periodo di tempo prolungato, di norma 8-10 ore.

La procedura consente di uniformare lo stato di carica degli elementi che compongono il sistema di accumulo e di annullare effetti negativi quali stratificazione dell'elettrolita e solfatazione dovuti alla permanenza delle batterie stesse a bassi stati di carica durante i mesi invernali (solitamente Dicembre e Gennaio) durante i quali l'impianto rimane in standby.

Nella realtà questa carica non viene effettuata e l'impianto riesce a caricare a fondo le batterie solo in Giugno/Luglio sfruttando l'energia in eccesso prodotta dai moduli fotovoltaici, mesi in corrispondenza dei quali si verifica l'incremento di prestazioni.

Nel grafico relativo all'anno 2008 è evidente come esse vengano caricate completamente solo verso la fine del mese di Giugno.

Uno stato di carica elevato viene raggiunto anche durante il mese di Marzo (Figura 4-18), ma analizzando nel dettaglio l'andamento delle grandezze elettriche, si osserva che la tensione di batteria rimane limitata, mentre nel mese di Giugno (Figura 4-19) supera i 2,4 V per un esteso intervallo di tempo.

La sovratensione è necessaria in quanto innesca le reazioni di gassificazione i cui prodotti, idrogeno ed ossigeno gassosi, gorgogliano nell'elettrolita e ne favoriscono il rimescolamento, eliminando almeno parzialmente i fenomeni negativi citati in precedenza (elimina stratificazione e favorisce scioglimento cristalli di solfato).

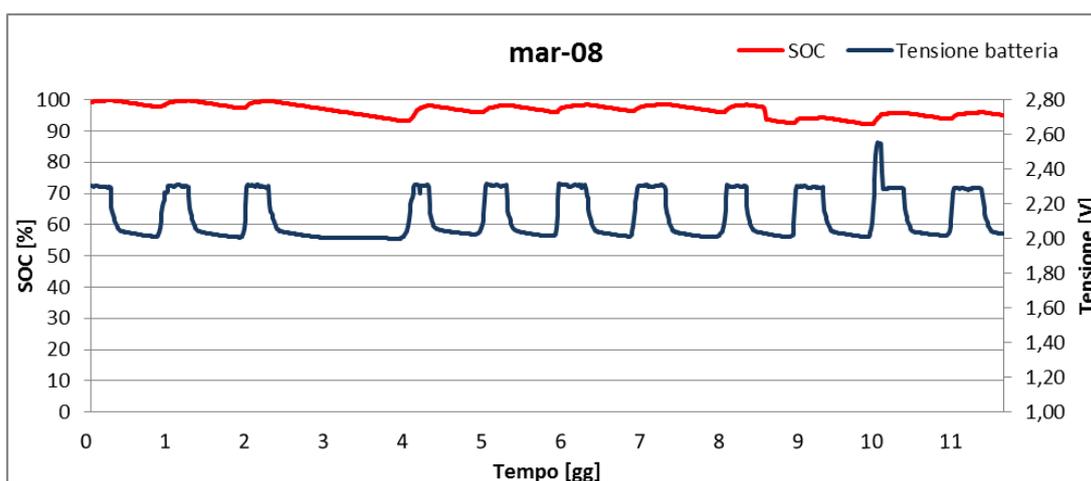


Figura 4-18: andamento di SOC e tensione di batteria in alcune giornate del mese di Marzo 2008

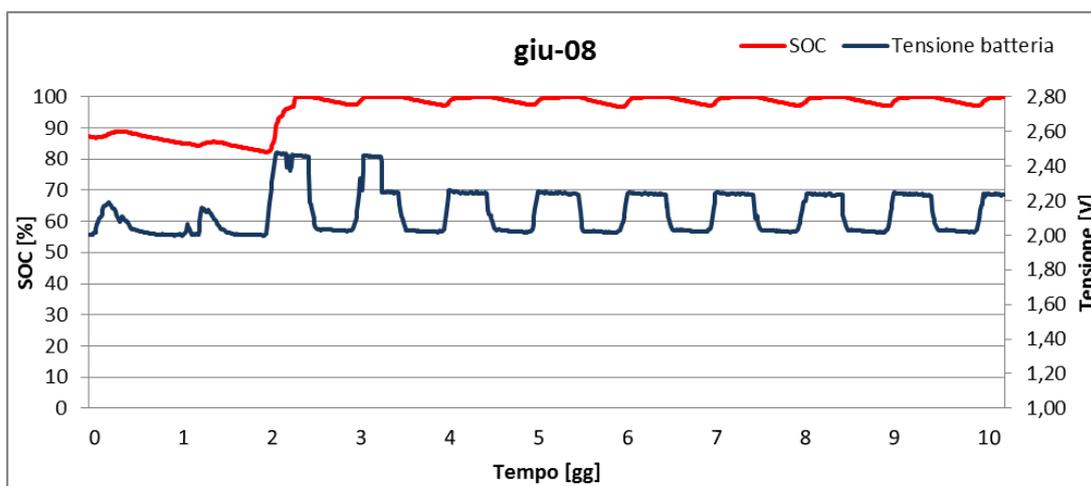


Figura 4-19: andamento di SOC e tensione di batteria in alcune giornate del mese di Giugno 2008

La gestione del gruppo elettrogeno non si è rivelata sufficientemente accurata anche per quanto riguarda l'esecuzione della carica tampone, procedura che di default dovrebbe essere effettuata dopo ogni normale carica a fondo.

Essa consiste nel mantenere la tensione di ogni elemento intorno a 2,23 V, tale da evitare l'innesco delle reazioni di gassificazione, al fine di compensare i fenomeni di auto-scarica che si verificano nelle batterie al Piombo negli istanti immediatamente successivi al raggiungimento dello stato di carica completa.

La carica tampone è stata effettuata solo saltuariamente (non è stato ancora possibile capire secondo quali criteri) con notevoli conseguenze sul funzionamento del sistema ibrido.

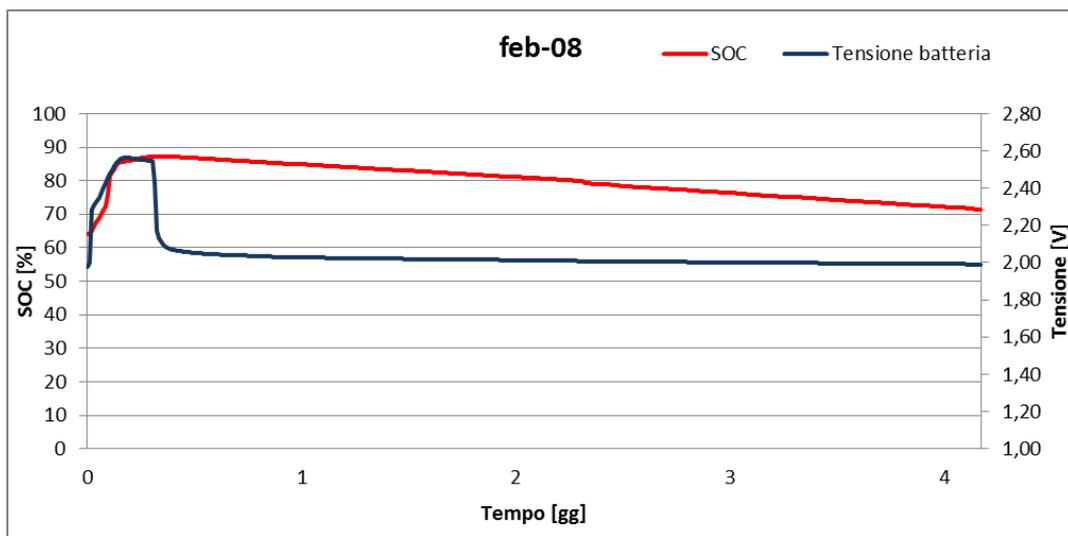


Figura 4-20: andamento di SOC e tensione di batteria in alcune giornate del mese di Febbraio 2008

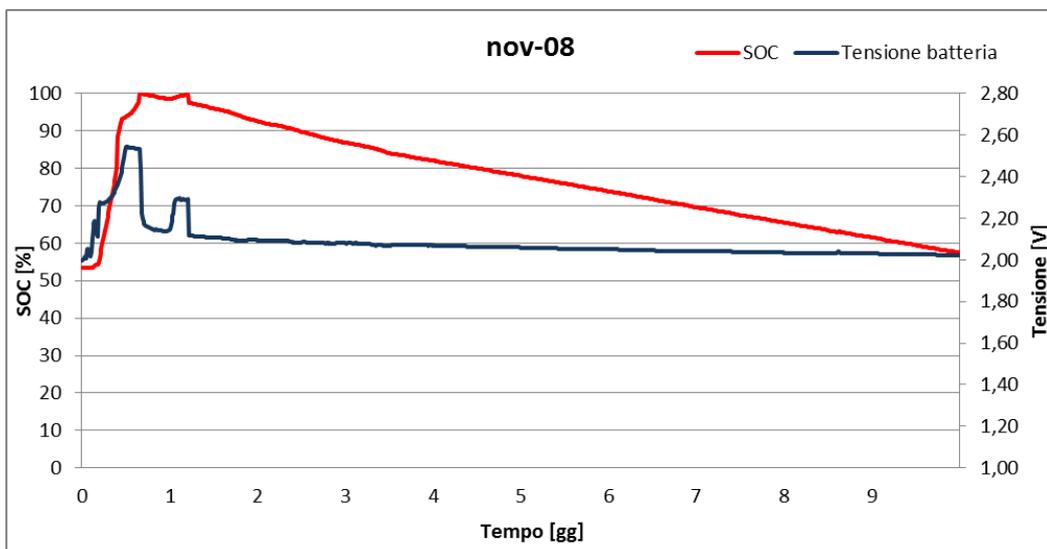


Figura 4-21: andamento di SOC e tensione di batteria in alcune giornate del mese di Novembre 2008

Nei grafici è visibile la differenza tra una normale carica a fondo ed una carica a fondo seguita da una carica tampone.

Osservando il grafico relativo a Febbraio si nota una caduta di tensione più marcata in corrispondenza del passaggio alla fase di scarica.

Essa cala rapidamente fino a 2,05V, contro i 2,12V successivi alla carica tampone effettuata in Novembre, per poi diminuire gradualmente.

Conseguenza di ciò è che nel caso di Febbraio la batteria si scarica più rapidamente, raggiungendo la soglia di tensione minima che causa l'intervento del gruppo elettrogeno.

Per quantificare in maniera approssimativa l'effetto penalizzante (sicuramente influenzato anche dalla differenza dell'efficienza energetica nei due mesi, vedi Figura 4-17), è sufficiente osservare l'intervallo di tempo che intercorre tra un avvio e l'altro del gruppo elettrogeno nei due casi esemplificativi presentati: circa 4 giorni nel caso di Febbraio (in assenza di carichi elettrici) e oltre 10 giorni relativamente all'esempio di Novembre (carichi elettrici presenti ma di entità molto ridotta).

Bisogna sottolineare il fatto che la caduta di tensione può essere parzialmente causata dalla presenza di cristalli di solfato nell'elettrolita che incrementano la resistenza interna della cella.

L'analisi del mese di Febbraio ha evidenziato un'ulteriore problematica, ossia l'eccessiva scarica delle batterie anche in assenza di carichi elettrici, causata da un anomalo autoconsumo dell'impianto.

I responsabili sono gli inverter di batteria che, in assenza di produzione energetica da parte delle fonti rinnovabili, continuano ad "interrogare" i generatori in attesa di un loro ritorno alla produzione.

Il consumo è stato quantificato calcolando la potenza uscente dalle batterie a partire dai valori di tensione e corrente, che ha presentato un valor medio di 120W, ossia 40W ad inverter contro i 9W dichiarati dal produttore (relativamente al funzionamento in standby).

L'effetto combinato di tutti questi fenomeni ha causato un aumento delle ore di funzionamento del motore diesel e dei relativi consumi di carburante ed emissioni in atmosfera.

È stato infine verificato il rendimento di funzionamento dei Sunny Island in entrambe le direzioni (DC/AC, AC/DC) che si è rivelato compatibile con i valori attesi, mostrando un valor medio lievemente superiore nel caso DC → AC (ossia in fase di scarica delle batterie), in particolare ai carichi parziali.

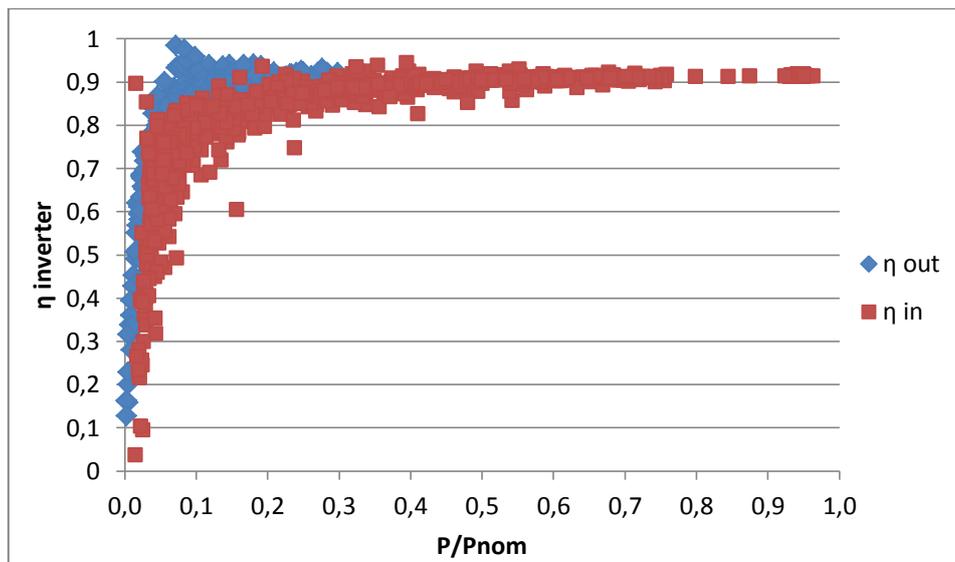


Figura 4-22: rendimento inverter di batteria

Nonostante tutte le problematiche riscontrate nel funzionamento, si può comunque affermare che gli inverter di batteria abbiano gestito in maniera soddisfacente il sistema d'accumulo, mantenendo i valori della tensione entro i limiti di sicurezza e quindi massimizzando la vita utile delle batterie, le quali risultano tutt'ora operative dopo oltre 8 anni di funzionamento.

Con i dati a disposizione non è stato possibile quantificare in maniera precisa lo stato di salute del sistema d'accumulo (SOH = State Of Health), in modo tale da prevederne la sostituzione.

Diverse procedure per la determinazione del SOH sono state sviluppate ed ampiamente descritte in letteratura [21], quali:

- Misura della capacità residua, per la quale sarebbe necessario effettuare una scarica a corrente costante (che non si verifica mai nel caso dell'impianto ibrido);
- Misure puntuali di tensione a differenti stati di carica, da effettuare in loco dopo aver scollegato le batterie;
- Misure dell'impedenza interna degli elementi d'accumulo, da effettuare anch'esse in loco mediante strumenti molto precisi in quanto il valore di impedenza per le batterie al Pb è molto ridotto (alcuni milliohm).

Risulta evidente che nessuno di questi metodi può essere applicato nel caso in esame.

L'avanzare dei fenomeni di invecchiamento è comunque apprezzabile osservando l'andamento della distribuzione della frequenza di occorrenza del SOC negli ultimi 4 anni di funzionamento (Figura 4-23), il quale tende ad assumere valori progressivamente più ridotti con il passare del tempo.

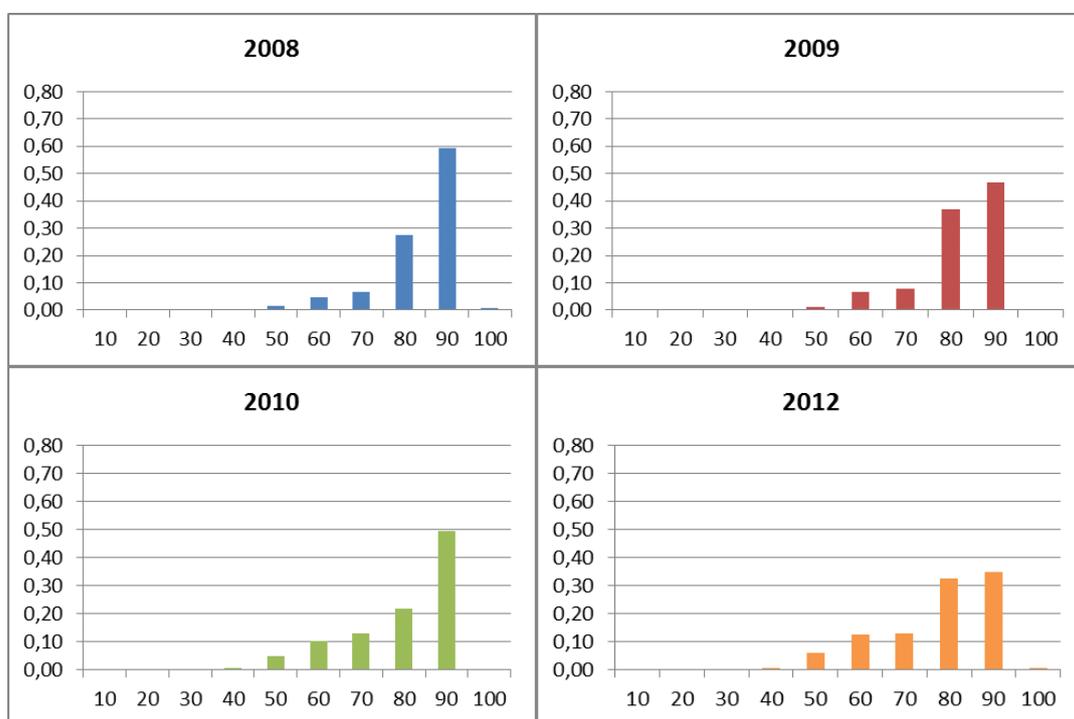


Figura 4-23: distribuzione di frequenza del SOC nei 4 anni sottoposti ad analisi

5 Simulazione del funzionamento dell'impianto ibrido di Val Codera

5.1 Simulazione con HOMER

Il programma di simulazione computerizzata è stato utilizzato in riferimento all'impianto ibrido installato in Val Codera al fine effettuare una stima dei costi relativi alla vita utile prevista (20 anni) e il costo dell'energia finale che ne consegue. In seguito sono stati modificati i valori in input per confrontare questi risultati con quelli che si sarebbero ottenuti se i carichi fossero stati pari alle stime effettuate in fase di progettazione.

Sono inoltre state eseguite simulazioni per valutare l'impatto della presenza della generazione eolica sul COE (con analisi di sensitività sulla velocità del vento). Infine è stato effettuato un ridimensionamento dell'impianto sui carichi attuali.

5.1.1 Intro HOMER

HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables [45]) è un software sviluppato dal National Renewable Energy Laboratory (NREL) per facilitare la progettazione di impianti per la generazione distribuita in località remote, permettendo il paragone tra diverse soluzioni impiantistiche sia da un punto di vista tecnico che economico.

Il programma simula il comportamento fisico dell'impianto e ne calcola il costo relativo alla vita utile.

I sistemi energetici analizzabili possono essere composti da una qualsiasi combinazione di generatori (moduli fotovoltaici, turbine eoliche, motori a combustione interna, micro idroelettrico, biomasse, celle a combustibile, ecc.) e di sistemi di accumulo dell'energia (elettrochimici, ad idrogeno) ed alimentare differenti tipologie di carichi (elettrici in DC o AC, termici, idrogeno) sia in presenza che in assenza di connessione con la rete elettrica principale.

L'analisi di questi impianti può essere particolarmente complessa, a causa dell'elevato numero di variabili da considerare, dell'intermittenza e imprevedibilità della produzione energetica tramite fonti rinnovabili, e dell'incertezza relativa a parametri (quali prezzo del combustibile o taglia dei carichi) che hanno una notevole influenza sui risultati delle simulazioni.

HOMER svolge tre funzioni principali: simulazione, ottimizzazione e analisi di sensitività.

Nel processo di simulazione vengono calcolate le prestazioni su base oraria per un intero anno di funzionamento di una particolare soluzione impiantistica per determinare la sua fattibilità tecnica (in termini di alimentazione dei carichi) ed economica. Nella fase di ottimizzazione il programma permette di individuare la configurazione migliore sia in termini di componenti utilizzati che della loro taglia. L'analisi di sensitività permette di quantificare gli effetti della variazione di parametri non controllabili nella realtà, quali ad esempio la velocità del vento o il prezzo del combustibile.

Simulazione: il processo di simulazione determina le prestazioni energetiche di una particolare configurazione impiantistica, ossia la combinazione di componenti con una determinata taglia e una strategia di funzionamento che stabilisce come essi interagiscono tra loro.

Impianti che includono un banco di batterie per l'accumulo e più generatori necessitano di una precisa strategia di dispacciamento, da scegliere tra le seguenti:

- Load following: solo le fonti energetiche rinnovabili provvedono ad effettuare la ricarica delle batterie e non il gruppo elettrogeno;
- Cycle-charging: in caso di avvio del gruppo elettrogeno, esso produce più energia di quella richiesta dai carichi. Questo surplus energetico viene utilizzato per effettuare la ricarica delle batterie (fino al valore di SOC prestabilito).

Lo scopo della simulazione è determinare la fattibilità della configurazione scelta, ossia se è in grado di alimentare adeguatamente i carichi soddisfacendo gli altri vincoli imposti, e quindi calcolare il costo totale del sistema (oltre al costo dell'energia prodotta – COE).

Il programma esegue elaborazioni su base oraria per un intero anno calcolando la disponibilità di energia rinnovabile e comparandola con le richieste delle utenze, quindi decide come meglio utilizzare l'energia in eccesso o come generare potenza aggiuntiva in periodi di scarsa produzione dalle fonti rinnovabili.

Vengono quindi utilizzati i valori ottenuti anche per gli anni successivi, supponendo costanti gli andamenti dei carichi e della disponibilità di risorse energetiche (solare/eolica), in modo tale da non appesantire/rallentare troppo il calcolo.

Il programma in seguito determina se la soluzione analizzata rispetta i vincoli stabiliti dall'utente, quali ad esempio la porzione di carico elettrico che non è stata alimentata, la frazione di energia prodotta proveniente da fonti rinnovabili o le emissioni in atmosfera.

HOMER valuta i costi relativi alla vita utile del sistema tramite l’NPC (Net Present Cost), il quale include tutti i costi sostenuti durante gli anni di funzionamento, attualizzando i flussi di cassa futuri.

Per ottenere questo valore il programma tiene conto di costi iniziali, di sostituzione dei componenti, di manutenzione e di approvvigionamento del combustibile.

Il passo temporale utilizzato da HOMER è sufficientemente piccolo per apprezzare gli aspetti statistici più significativi sia dell’andamento dei carichi che delle risorse solare ed eolica, ma non così piccolo per apprezzare transitori elettrici o altri fenomeni dinamici.

Ottimizzazione: mentre il processo di simulazione permette di valutare le prestazioni energetiche di una singola soluzione impiantistica, l’ottimizzazione consente di confrontare le differenti configurazioni possibili al fine di individuare la migliore.

Per configurazione migliore si intende quella che rispetta tutti i vincoli imposti dall’utente con il minor costo possibile. La ricerca dell’ottimo viene eseguita scegliendo la tipologia di componenti da includere nel sistema, la loro quantità e taglia e la strategia di funzionamento più appropriata.

HOMER simula tutte le possibili configurazioni, scarta quelle non fattibili (ovvero quelle che non soddisfano i vincoli), e ordina le rimanenti in funzione dell’NPC.

Il fine dell’ottimizzazione è determinare il valore ottimale per ogni variabile decisionale, ossia quelle che nella realtà applicativa sono dipendenti dalle scelte progettuali.

Analisi di sensitività: questo processo consiste nell’esecuzione di molteplici ottimizzazioni, ciascuna a partire da differenti valori in input.

Qualsiasi input numerico che non sia una variabile decisionale (e che è quindi indipendente dalle scelte progettuali) può essere sottoposto ad analisi di sensitività, quali ad esempio prezzo del combustibile, tasso d’interesse, vita utile dei componenti, velocità del vento ecc.

Ciò consente di valutare quanto le variazioni di questi parametri influenzano i risultati energetici ed economici delle simulazioni.

Ogni combinazione di valori sottoposti ad analisi di sensitività costituisce un caso a sé. Ad esempio se l’utente specifica sei valori per il prezzo del combustibile e quattro per il tasso d’interesse si avranno 24 casi possibili.

L’analisi di sensitività è particolarmente utile se applicata a input numerici riguardo ai quali vi è una certa incertezza.

5.1.2 Analisi bibliografica su casi studio HOMER

HOMER è stato diffusamente utilizzato per valutare le potenzialità di applicazione di impianti ibridi per la generazione di elettricità in maniera isolata dalla rete in paesi in via di sviluppo quali Etiopia, Sri Lanka, Malesia ecc. [46]-[55]

È stato scelto a causa della relativa semplicità degli algoritmi di calcolo utilizzati, in modo tale da non appesantire eccessivamente la computazione.

In generale HOMER è stato sfruttato per trovare la configurazione migliore (in termini di componenti, taglia, ecc.) e vengono in seguito utilizzati programmi con logiche di simulazione più dettagliate per affinare i risultati (programmi a pagamento).

La disponibilità di risultati economici di queste simulazioni, in riferimento al COE più che all'NPC (che consente di confrontare più efficacemente impianti di taglie diverse), ha fornito una serie di parametri con i quali paragonare i risultati ottenuti relativamente all'impianto ibrido della Val Codera, pur tenendo in considerazione il fatto che costi di installazione dei componenti, di approvvigionamento del combustibile e di manutenzione (ecc.) presentano notevoli differenze rispetto al caso italiano.

Studi più frequenti sono quelli relativi ad impianti ibridi solare-eolico-diesel-batterie (e tutte le combinazioni possibili di questi componenti) ma presenti anche casi con idroelettrico, carichi termici, idrogeno, ecc.

Bisogna sottolineare che la quasi totalità dei casi analizzati in letteratura sono studi di fattibilità preliminari, i valori ottenuti sono quindi puramente teorici e si riferiscono ad impianti che non sono stati installati realmente.

5.1.3 Costruzione profili

Al fine di ottenere risultati il più verosimili possibile, sono stati importati nel programma di simulazione i profili annuali di carichi elettrici, irraggiamento, temperatura ambiente e ventosità relativi alla località di Bresciadega, ricavati a partire dai dati disponibili per gli anni dal 2008 al 2012. Dato che il passo minimo di calcolo di HOMER è pari ad 1h, sono state effettuate medie aritmetiche per ottenere sequenze di 8760 valori.

Irraggiamento: per ricavare il profilo annuale dell'irraggiamento incidente è stato eseguito un confronto mese per mese dei dati disponibili. In presenza di più profili completi per lo stesso mese è stata effettuata una media dei valori di irraggiamento relativi a giornate soleggiate ed è stato quindi inserito un numero ragionevole di giornate caratterizzate da condizioni meteo sfavorevoli.

Il profilo così ottenuto è visibile in Figura 5-1:

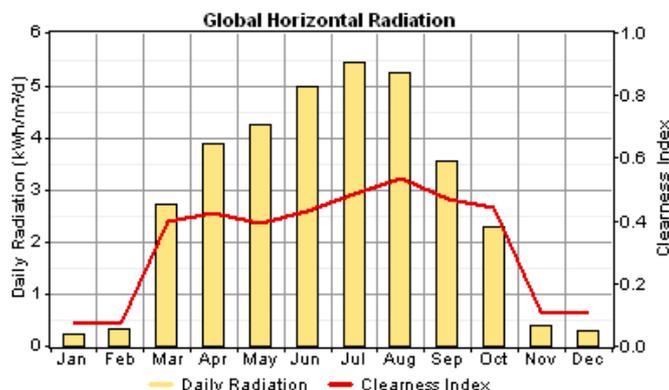


Figura 5-1: profilo irraggiamento e Kt

Sono stati quindi confrontati per ogni mese i valori della radiazione incidente media giornaliera con i valori visibili in Tabella 4-1 al fine di verificare la correttezza dei dati immessi.

Nel grafico è anche osservabile l'andamento del Clearness Index (K_T), pari alla frazione della radiazione solare extraterrestre che riesce ad attraversare l'atmosfera ed a raggiungere la superficie.

Questo indice adimensionale, che quantifica la limpidezza dell'atmosfera, viene calcolato da HOMER con la seguente formula:

$$K_T = \frac{H_{ave}}{H_{o,ave}}$$

Dove H_{ave} è la radiazione media giornaliera (per ogni mese) incidente sulla superficie terrestre e $H_{o,ave}$ è la radiazione solare extraterrestre, ossia la radiazione media giornaliera incidente su una ipotetica superficie orizzontale posta in cima all'atmosfera terrestre. Il programma di simulazione ricava questo valore a partire dalle coordinate geografiche della località scelta (latitudine: 46° 26'; longitudine: 9° 51').

I valori tipici di questo indice variano da 0,25 per giornate particolarmente nuvolose ad oltre 0.7 in corrispondenza di giornate soleggiate.

Il valor medio annuale di K_T per la località di Bresciadega è pari a 0,392 indicando nel complesso una nuvolosità non eccessiva, considerando che la media viene influenzata dai valori estremamente ridotti dei mesi di Nov-Dic-Gen-Feb a causa dell'abbondante presenza di neve.

Vento: per il calcolo del profilo annuale di ventosità non sono stati considerati i dati relativi al 2012, nettamente inferiori ai valori registrati negli anni precedenti (sia in termini di valor medio che di picco) indicando un probabile malfunzionamento dell'anemometro.

È stata quindi inserita l'altezza sul livello del mare della località considerata (1215 m) al fine di considerarne gli effetti sulla densità dell'aria, l'altezza da terra dell'anemometro (10 m) e la lunghezza caratteristica della rugosità superficiale (0,1 m, corrispondente a terreni con presenza di alberi) per tener conto dell'influenza della conformazione del terreno sulle misure effettuate.

Il profilo ottenuto è visibile in Figura 5-2 e ha mostrato un andamento piuttosto regolare nel corso dell'anno e quindi una scarsa complementarietà con la risorsa solare.

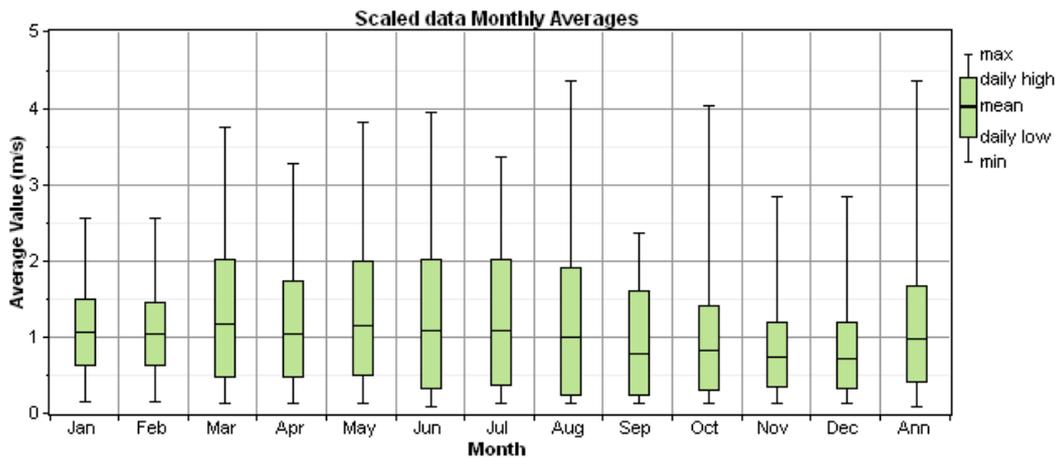


Figura 5-2: profilo annuale di ventosità

Temperatura ambiente: i valori di temperatura relativi all'ambiente esterno vengono utilizzati dal programma per tener conto dell'effetto della temperatura del modulo (calcolata anche a partire dall'irraggiamento incidente) sul rendimento di conversione dei moduli stessi.

La temperatura media annuale è pari a 7,1°C e il profilo ottenuto è visibile nel seguente grafico:

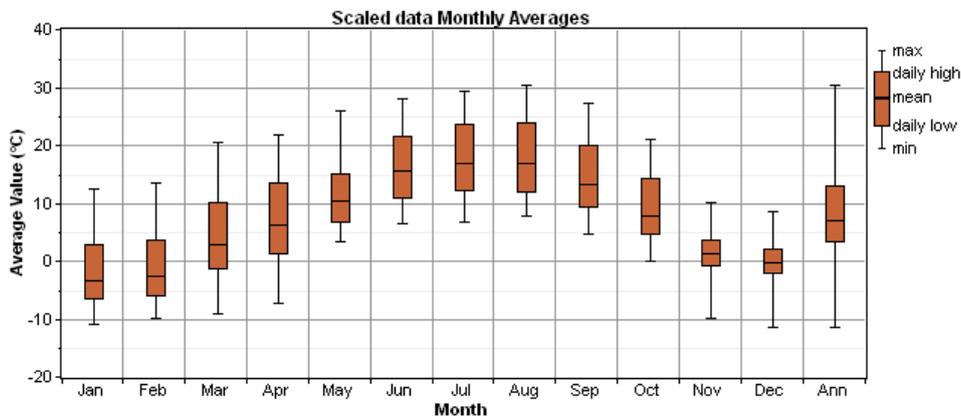


Figura 5-3: profilo annuale di temperatura

Carichi elettrici: HOMER permette sia di importare un profilo annuale completo sia di inserire manualmente i valori medi orari per ogni mese (eventualmente differenziando il weekend dai restanti giorni della settimana), quest'ultimo metodo è stato utilizzato per simulare i carichi previsti, come verrà illustrato in seguito. Per riprodurre l'andamento dei carichi reali è stato adottato lo stesso metodo applicato per la costruzione dei profili di IRR, v e T, ossia effettuando medie tra i valori relativi agli stessi mesi, generalmente privilegiando quelli caratterizzati da carichi più regolari e di entità maggiore. Bisogna sottolineare che il profilo così ottenuto viene mantenuto costante durante tutta la vita utile dell'impianto, non essendo simulabile un progressivo aumento nel tempo, ciò ha penalizzato la realistica dei risultati.

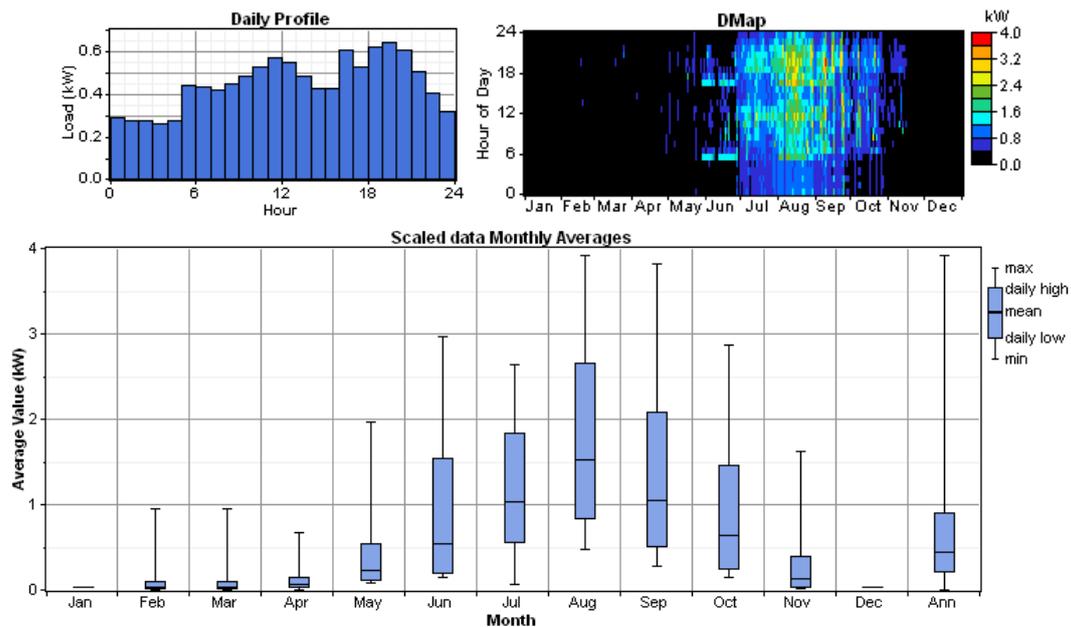


Figura 5-4: profilo giornaliero e annuale dei carichi elettrici

Il carico medio giornaliero si è rivelato pari a 10,8 kWh/gg, con una potenza media di 0,45 kW (potenza di picco \approx 4 kW). Esso ha mostrato inoltre una notevole irregolarità, pari al 64,7% su base giornaliera e 44,1% su base oraria, calcolata rispetto ai valori medi.

5.1.4 Modellazione componenti

Generatore fotovoltaico: in HOMER la taglia di un array fotovoltaico viene sempre specificata in termini di capacità nominale definita in condizioni standard, ossia 1 kW/m^2 di radiazione incidente e temperatura ambiente pari a 25°C.

La capacità nominale così calcolata tiene conto sia della superficie dei moduli che del rendimento di conversione, che quindi non compaiono mai esplicitamente.

Riguardo al valore della taglia specificata in input devono essere fatte alcune considerazioni.

Il programma infatti consente di inserire nella struttura dell'impianto una sola batteria di inverter, si è quindi scelto di modellare nel dettaglio gli inverter di batteria (Sunny Island) essendo questi ultimi dei componenti particolarmente delicati che hanno una notevole influenza sulle prestazioni energetiche del sistema.

L'effetto della presenza degli inverter fotovoltaici è stato simulato diminuendo la capacità nominale dei moduli di un fattore 0,93 (valore inserito: 13,169 kW), pari al rendimento di conversione dei Sunny Boy dichiarato dal produttore, e collegando i moduli direttamente al bus in AC dell'impianto (imponendo un output in corrente alternata).

Sono quindi stati inseriti i seguenti parametri:

- Vita utile dei moduli: 20 anni (valore abbastanza conservativo);
- Inclinazione sul piano orizzontale: 20°;
- Azimuth: 18° (da S verso O);
- Riflettanza del terreno: 0,2, valore corrispondente a un terreno coperto da vegetazione;
- Coefficiente di temperatura (α_p): -0,4 %/°C, che quantifica l'effetto della temperatura della cella sulla potenza in uscita;
- Temperatura nominale di funzionamento della cella ($T_{c,STC}$): 25°C;
- Rendimento del modulo in condizioni standard: 13%
- Fattore di derating: 0,75 (descritto nel dettaglio in seguito)

Il fattore di derating (f_{PV}) viene applicato alla potenza in uscita dall'array fotovoltaico per ridurne l'entità al fine di tener conto della differenza tra le reali condizioni di funzionamento e quelle Standard menzionate precedentemente.

Esso tiene conto di fenomeni quali sporco della superficie dei pannelli, perdite di trasmissione, ombreggiamenti, invecchiamento, ecc.

Il valore di f_{PV} è stato validato a partire da dati sperimentali in modo tale da eguagliare la producibilità annuale del generatore fotovoltaico calcolata da HOMER con quella che sarebbe stata ottenuta in condizioni reali se i regolatori di carica non fossero mai intervenuti per tagliare la potenza in uscita dai moduli.

Per il calcolo di quest'ultima sono stati selezionati tutti i dati di funzionamento relativi a giornate in cui gli inverter fotovoltaici hanno funzionato in modalità MPPT, dai quali è stata ricavata una funzione per correlare il rendimento di conversione dei moduli (al netto del rendimento dei SB) con il valore di irraggiamento.

La funzione ottenuta è rappresentata in Figura 5-5 ed è composta da una polinomiale di 6° grado (per $IRR \leq 205 W/m^2$, valore in corrispondenza del quale viene raggiunto il rendimento massimo) e quindi da una funzione lineare.

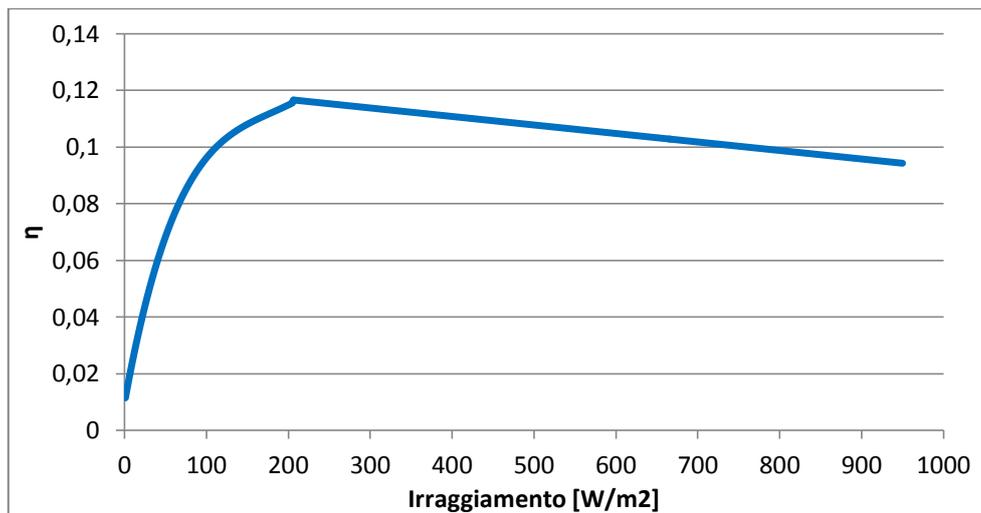


Figura 5-5: rendimento di conversione dei moduli in funzione dell'irraggiamento

A partire dal profilo annuale di irraggiamento annuale inserito in input nel programma (vedi sopra) è stata calcolata la producibilità teorica, pari a circa 11MWh/anno.

È stata quindi effettuata un'analisi di sensitività sul derating factor che ha permesso di determinare il valore desiderato (0,75).

HOMER calcola l'output del generatore fotovoltaico tramite la seguente formula:

$$P_{PV} = Y_{PV} + f_{PV} \left(\frac{G_T}{G_{T,STC}} \right) [1 + \alpha_P (T_C - T_{C,STC})]$$

Dove:

- Y_{PV} : potenza nominale generatore PV;
- G_T : radiazione solare incidente sul piano dei moduli, e in condizioni standard (STC).

Aerogeneratore: essendo la macchina eolica installata presso l'impianto della Val Codera già presente nel database dei componenti del programma di simulazione, è stato necessario solamente immettere l'altezza da terra della turbina (18 m) e la vita utile attesa (20 anni).

Il procedimento di calcolo della potenza prodotta viene eseguito in tre fasi:

- il dato di vento viene prelevato dal profilo annuale e quindi incrementato in funzione dell'altezza dal suolo di anemometro e generatore e della conformazione del terreno;
- tramite la curva di potenza della turbina (Figura 5-6) viene calcolata la potenza prodotta in condizioni standard di temperatura e pressione dell'aria;
- il valore così ottenuto viene moltiplicato per un fattore correttivo che tiene conto dell'altitudine della località di installazione.



Figura 5-6: curva di potenza dell'aerogeneratore

Gruppo elettrogeno: per la caratterizzazione di questo componente è stato necessario innanzitutto inserire la taglia (20,9 kW), tipologia di output elettrico (corrente alternata) e vita utile attesa espressa sotto forma di ore di funzionamento complessive (15000 h).

Al fine di ottenere valori realistici riguardo alla quantità di combustibile consumata, sono state ricostruite le curve di consumo e quindi di efficienza del motore Diesel in funzione della potenza in uscita, a partire dai dati reperibili nella scheda tecnica fornita dal costruttore.

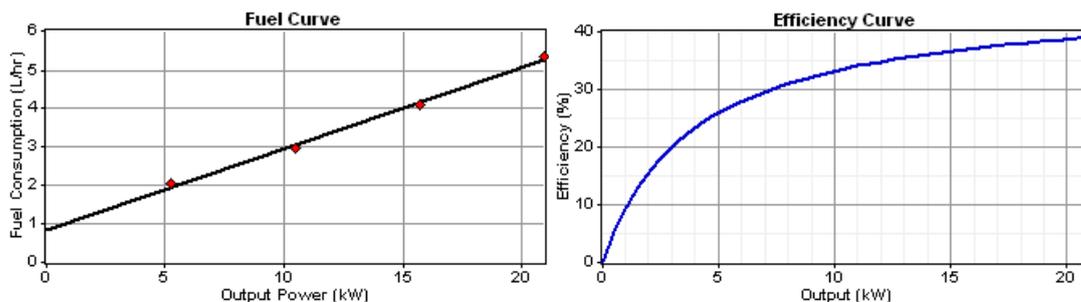


Figura 5-7: curve di consumo e rendimento del gruppo elettrogeno

Sono state infine specificate le caratteristiche del combustibile utilizzato (LHV = 43,2 MJ/kg, densità = 850 kg/m³) e i valori relativi alle emissioni del motore (CO = 6,5 g/l, incombusti = 0,72g/l, particolato = 0,49 g/l, NOx = 58 g/l).

Inverter di batteria: non essendo possibile riprodurre i tre inverter separatamente, è stata immessa una taglia pari alla somma di quella dei tre Sunny Island (11,1 kW) insieme al rendimento di funzionamento in entrambe le direzioni (AC/DC e DC/AC, pari a 0,91)

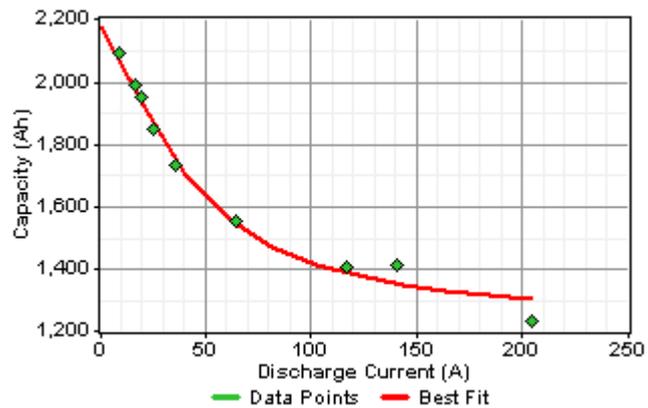
Batterie: non essendo le Exide OPzS 1990 presenti nel database delle batterie integrato in HOMER, è stato creato un modello apposito per la simulazione di questo componente.

Sono stati specificati i seguenti parametri (reperibili nella scheda tecnica fornita dal produttore):

- Capacità nominale: 1411 Ah
- Tensione nominale: 2 V
- Efficienza di carica/scarica: 70%
- Stato di carica minimo: 40%
- Massima corrente di carica: 209 A
- Vita utile in termini temporali (valore medio): 10 anni
- Vita utile in termini di energia accumulata: 7774 kWh.

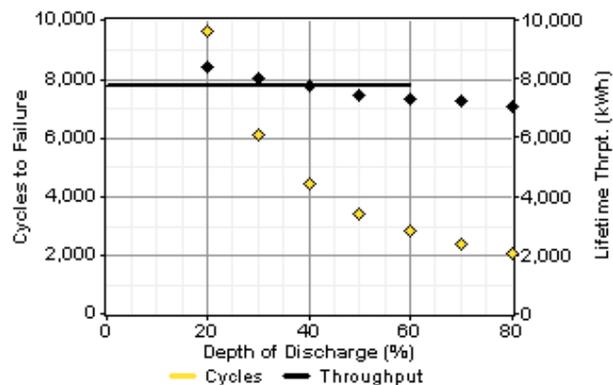
Per caratterizzarne il comportamento è stata quindi calcolata la curva rappresentante il legame tra corrente di scarica e capacità ottenibile dalla batteria:

Corrente [A]	Capacità [Ah]
205,0	1230
141,1	1411
117,1	1405
64,6	1550
36,0	1730
25,7	1850
19,5	1950
16,6	1990
8,7	2090



Quindi è stata ricavata una curva che quantifica l'effetto della profondità dei cicli di scarica (DOD, Depth Of Discharge) sulla vita utile, sia in termini di numero di cicli effettuabili che di energia accumulabile:

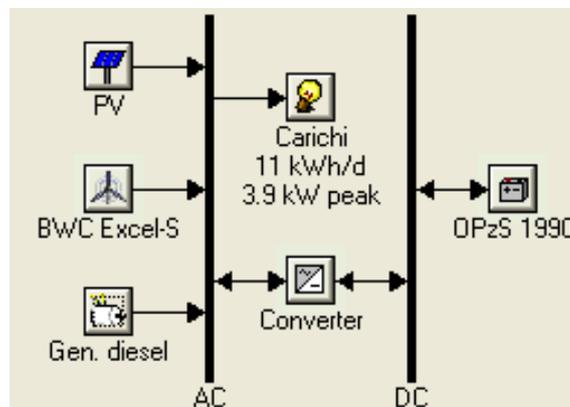
DOD [%]	Cycles to failure
20	9645
30	6118
40	4440
50	3429
60	2800
70	2380
80	2022



Infine è stato inserito il numero di batterie utilizzate (60), il numero di stringhe di elementi (2) in modo tale da ottenere la tensione del bus desiderata (60 V).

5.1.5 Struttura dell'impianto

La configurazione dell'impianto realizzata tramite HOMER è la seguente:



La strategia di funzionamento scelta è la Cycle Charging la quale prevede che, in caso di avvio del gruppo elettrogeno in corrispondenza di periodi caratterizzati da limitata generazione da parte delle fonti rinnovabili (ossia quando il SOC delle batterie raggiunge il valore minimo da non superare per garantire la loro salvaguardia), quest'ultimo produca più energia rispetto alla richiesta dalle utenze al fine di effettuare la ricarica.

È stato inoltre imposto che i carichi vengano soddisfatti in qualsiasi momento dell'anno, escludendo quindi interruzioni del servizio, attribuendo un valore nullo alla massima percentuale di carico che può essere disatteso (maximum annual capacity shortage). Ciò causerebbe un inevitabile sovradimensionamento dei componenti se l'impianto fosse alimentato esclusivamente tramite fonti rinnovabili, mentre nel caso dell'impianto ibrido ha comportato un lieve aumento delle ore di funzionamento del gruppo elettrogeno e dello sfruttamento dell'energia accumulata dalle batterie.

5.1.6 Input economici

I valori economici relativi ai componenti dell'impianto inseriti in input al programma, pari a quelli realmente sostenuti per la costruzione dell'impianto ibrido della Val Codera, sono elencati nella tabella seguente:

	CAPEX [€]	Replacement [€]	O&M [€/anno]
Moduli PV	47760	42480	0
Aerogeneratore + Struttura di sostegno	35000	25000	0
Sunny Island + Sunny Boy*	22300	22300	0
Gruppo elettrogeno	12000	12000	0
Sistema d'accumulo	12900	12900	300

*incluso anche il costo del sistema di acquisizione e tele-monitoraggio dei dati di funzionamento

È osservabile una differenza tra costi d'acquisto iniziale e costi di sostituzione solo per quanto riguarda i moduli fotovoltaici e la turbina eolica, in quanto i CAPEX includono nel primo caso anche i costi sostenuti per la costruzione della struttura di sostegno dei moduli, e nel secondo del traliccio su cui è installato l'aerogeneratore. HOMER ipotizza un andamento lineare (in funzione della taglia e/o del numero di pezzi) per i costi dei componenti, senza considerare quindi effetti di scala..

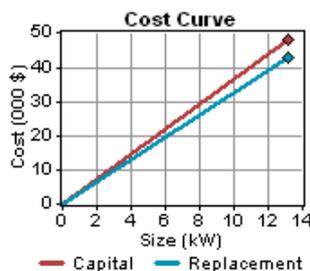


Figura 5-8: funzione di costo lineare utilizzata dal programma di simulazione

I costi di manutenzione relativi alle batterie consistono nella manodopera necessaria per effettuare il rabbocco periodico di acqua distillata nell'elettrolita delle batterie. Sono quindi stati immessi i costi sostenuti per la realizzazione delle opere strettamente necessarie al funzionamento dell'impianto, pari a 57100€, e nello specifico:

- 18500 € per la realizzazione della rete elettrica di distribuzione in bassa tensione ;
- 3000 € per la fornitura dei quadri elettrici;
- 4300 € per il trasporto in elicottero di materiali e componenti;
- 30000 € per l'installazione e la messa in opera dell'impianto;
- 300 € opere edili;
- 1000 € oneri per la sicurezza.

Per i calcoli del Net Present Cost (NPC) e del Cost Of Energy (COE) è stato applicato un tasso d'interesse annuo pari al 6% mentre il costo del Diesel è stato assunto pari a 1,7 €/l.

5.2 Simulazioni con HOMER

Inizialmente è stato simulato il funzionamento dell'impianto ibrido con i valori dei carichi elettrici e di ventosità pari a quelli misurati (carico medio giornaliero = 10,8 kWh/gg, velocità media del vento = 0,972 m/ s), al fine di valutare le differenze tra le prestazioni teoriche e reali dei componenti e di individuare eventuali difetti del programma di simulazione.

Tabella 5-1: output simulazioni con valori di carichi e vento reali

PV	BWC Excel-S	Gr. el.	N°batt	CAPEX	OPEX	NPC	COE	E pv	E BWC	Excess electricity	RF	Funz gr.el.
kW	-	kW	-	€	€/anno	€	€/kWh	kWh	kWh	kWh	-	h/anno
13,169	1	20,9	60	187060	1,015	198707	4,395	11189	25	5837	1	0
13,169	0	20,9	60	152060	1,015	163707	3,621	11189	0	5811	1	0

Si nota innanzitutto che tutta l'energia necessaria per l'alimentazione dei carichi viene prodotta tramite i moduli fotovoltaici e non è mai richiesto l'intervento del gruppo elettrogeno (Renewable Fraction pari ad 1).

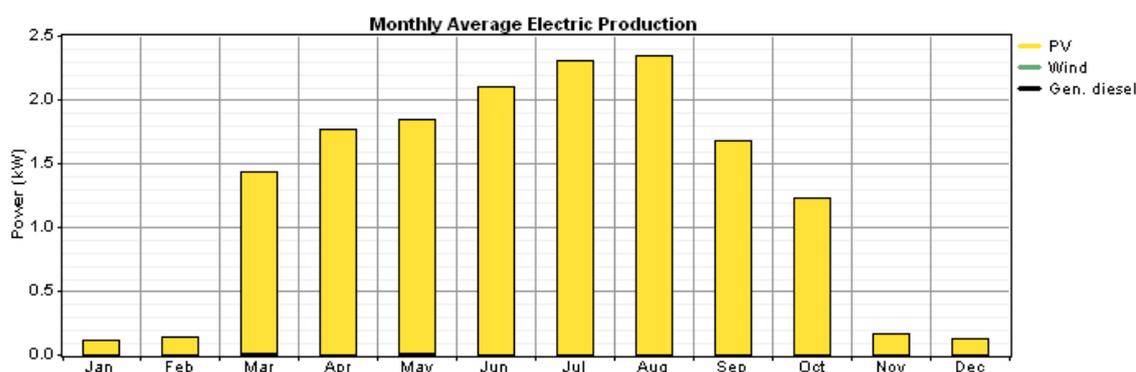


Figura 5-9: andamento annuale produzione di elettricità (dati di carichi e vento reali)

Appare anche evidente il sovradimensionamento dell'impianto rispetto ai carichi attuali, essendo l'energia in eccesso pari al 51% dell'energia generata.

La logica di calcolo di HOMER consiste nel far funzionare i moduli sempre alla massima potenza, conteggiando l'energia eccedente la richiesta delle utenze come "excess electricity", che equivale all'energia che nel funzionamento reale verrebbe tagliata dai regolatori di carica mandando in derating i moduli fotovoltaici.

La produzione da parte del generatore eolico è quasi nulla evidenziando la presunta inadeguatezza della ventosità registrata in Val Codera per la macchina installata.

L'entità molto ridotta dei carichi influenza notevolmente il costo dell'energia prodotta che assume valori eccessivamente elevati anche in assenza del generatore eolico (e dei relativi costi).

I costi di manutenzione complessivi risultano maggiori dei 300€/anno inseriti in input in quanto sono inclusi anche i costi di sostituzione delle batterie dopo 10 anni e degli inverter dopo 15.

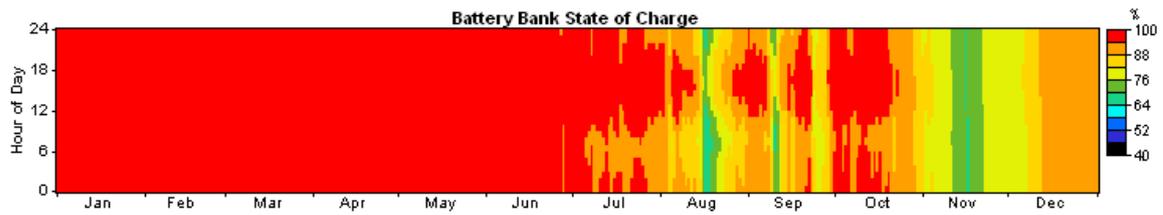
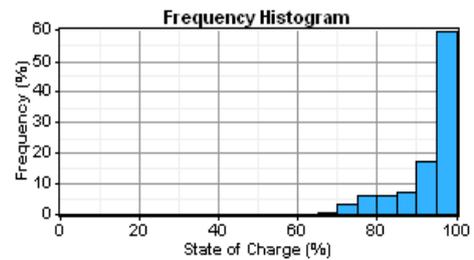


Figura 5-10: andamento annuale e distribuzione di frequenza del SOC (dati di carichi e vento reali)

Le batterie vengono sfruttate solo marginalmente, come visibile nei grafici relativi al loro funzionamento, in quanto il valore del SOC si mantiene sopra l'80% per gran parte dell'anno. Solo nel mese di Novembre si registra un calo più significativo, ma contenuto, data l'assenza quasi totale di radiazione solare incidente e carichi ancora non nulli.



L'andamento dello stato di carica risulta differente da quello reale dell'impianto della ValCodera in quanto HOMER non è in grado di simulare né gli effetti di invecchiamento sul sistema di accumulo (tutte le grandezze rimangono costanti nei 20 anni di funzionamento) né l'autoconsumo del sistema.

L'andamento temporale delle grandezze energetiche appare comunque realistico, come è visibile in Figura 5-11, rappresentante il funzionamento dell'impianto durante una settimana di Settembre caratterizzata da giornate sia nuvolose, durante le quali viene utilizzata l'energia accumulata nella batteria, che soleggiate, dove i moduli provvedono ad effettuare la ricarica.

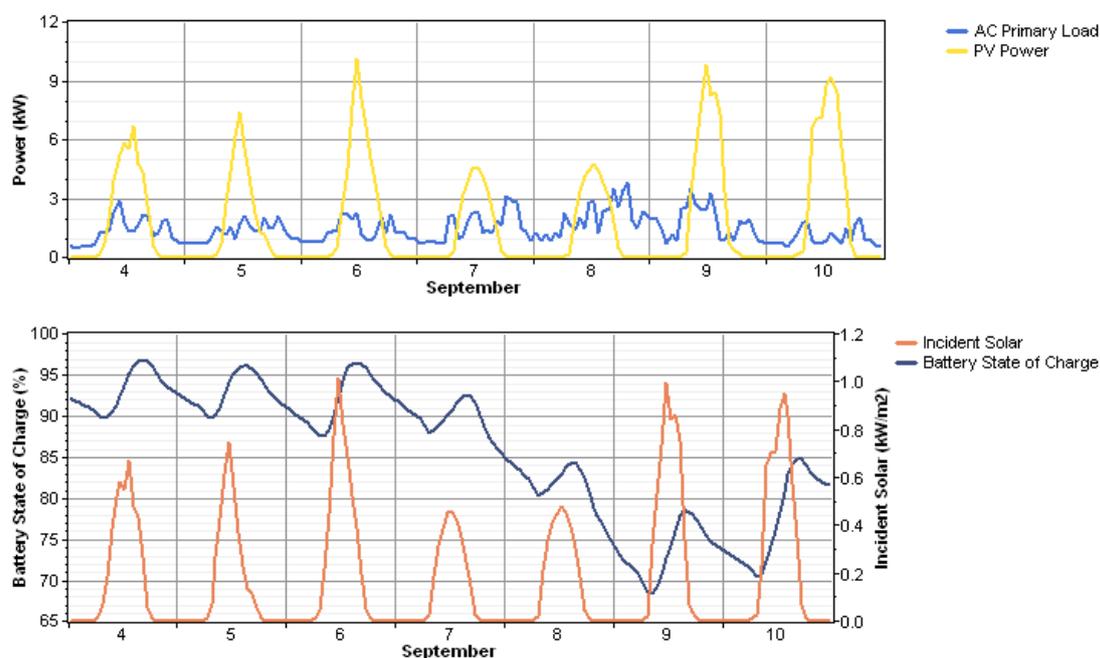


Figura 5-11: simulazione del funzionamento durante una settimana di Settembre

Quindi è stato simulato il funzionamento dell'impianto con carichi elettrici equivalenti a quelli previsti. Per fare ciò è stata utilizzata una funzione del programma che consente di scalare il profilo di carico verso l'alto o verso il basso modificando il valore medio giornaliero dell'energia richiesta dalle utenze, pur mantenendo inalterato il suo andamento

È stato inserito un valore pari a 30,8 kWh/gg, calcolato a partire dalle stime effettuate in fase di progettazione e riportate in Tabella 3-1.

Tabella 5-2: output simulazioni con carichi elettrici previsti

PV	BWC Excel-S	Gr. el.	N°batt	CAPEX	OPEX	NPC	COE	E pv	E BWC	Excess electricity	RF	Funz gr.el.
kW	-	kW	-	€	€/anno	€	€/kWh	kWh	kWh	kWh	-	H/anno
13,169	1	20,9	60	187060	4540	198707	1,854	11189	25	2895	0,62	549
13,169	0	20,9	60	152060	4545	163707	1,584	11189	0	2878	0,62	550

In questo caso si può notare come il COE assuma valori in linea con quelli relativi ad impianti analoghi analizzati in letteratura, in particolare in assenza del generatore eolico.

Anche l'energia in eccesso diminuisce notevolmente arrivando al 15,8% rispetto a quella generata dall'impianto.

L'incremento dei carichi causa un maggiore sfruttamento delle batterie che, raggiungendo lo stato di carica minimo (40%), richiedono l'intervento del gruppo elettrogeno (in particolare nel periodo Luglio – Ottobre, vedi Figura 5-12).

Esso viene avviato 58 volte l'anno per un totale di circa 550 ore, con conseguente aumento del consumo di combustibile e delle emissioni in atmosfera (pari a 5287 $kg_{CO_2}/anno$).

La produzione del generatore Diesel incide per il 38% sul totale, valore pari alla diminuzione di RF rispetto al caso precedente.

Il costo di approvvigionamento del combustibile causa l'aumento dei costi di manutenzione da circa 1000 ad oltre 4500 €/anno.

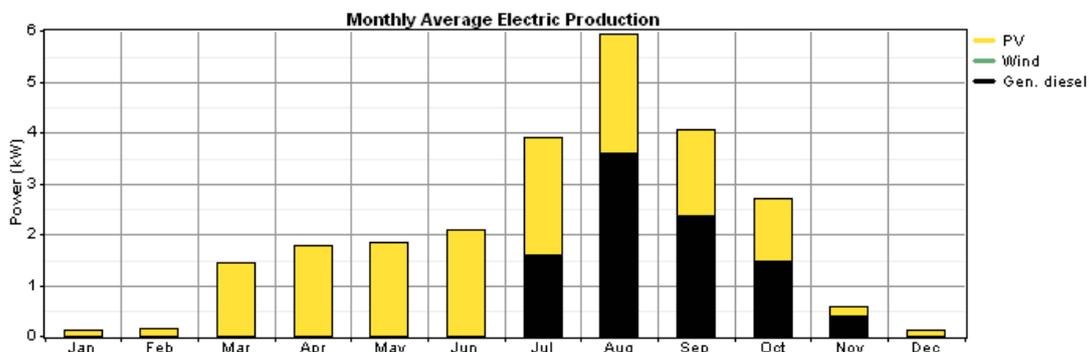


Figura 5-12: andamento annuale produzione di elettricità (carichi previsti)

L'elevato sfruttamento delle batterie in corrispondenza del picco dei carichi, visibile in Figura 5-13, apparentemente non ne anticipa la sostituzione che viene ancora effettuata dopo 10 anni di funzionamento, non essendo raggiunto il limite di energia transitata (7640 kWh per ogni elemento).

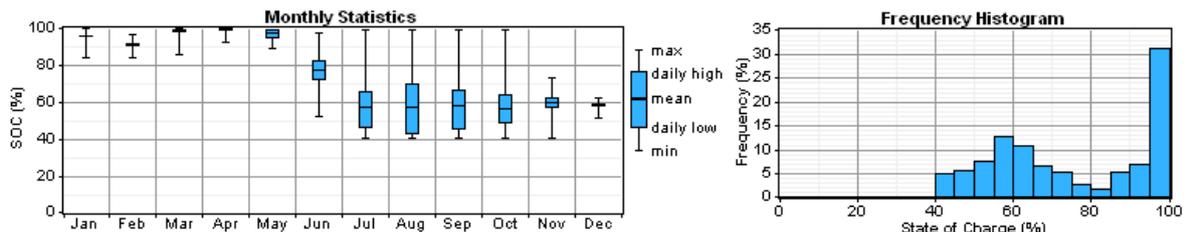


Figura 5-13: andamento annuale e distribuzione di frequenza del SOC (carichi previsti)

Complessivamente l'impianto appare adeguato per l'alimentazione delle utenze previste, sebbene la mancata produzione del generatore eolico e la grande variabilità del profilo di carico provochino l'utilizzo per un consistente numero di ore del generatore alimentato a combustibile fossile.

È stata quindi effettuata un'analisi di sensitività (Figura 5-14) per valutare l'influenza dell'entità dei carichi sul costo dell'energia, rappresentato anche il COE in assenza del generatore eolico, mantenendo invariati tutti gli altri parametri di funzionamento.

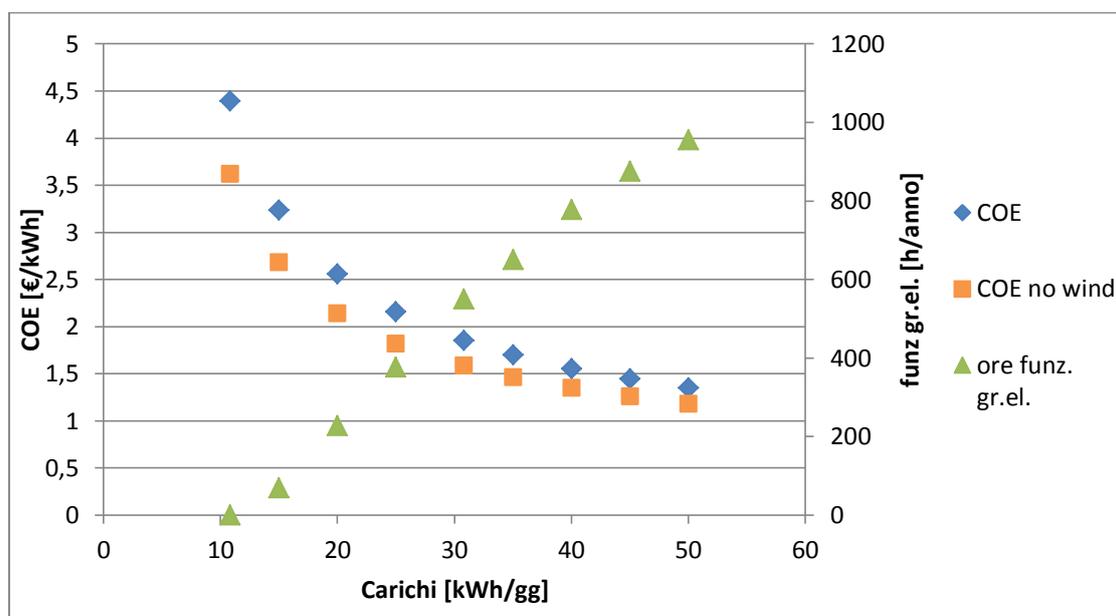


Figura 5-14: analisi di sensitività sull'entità dei carichi elettrici

Si può notare come l'influenza sul COE sia molto marcata per valori medi giornalieri dei carichi compresi tra 10 e 30 kWh/gg. Al di sopra di questo valore il beneficio che se ne ricava in termini di riduzione di costo viene sempre più penalizzato dall'aumento delle ore di funzionamento del motore Diesel (e dei relativi costi), andamento che appare pressoché lineare.

Al fine di valutare l'impatto della produzione eolica sul funzionamento dell'impianto, sono state effettuate delle simulazioni scalando il profilo di ventosità verso l'alto, mediante lo stesso procedimento applicato per variare il carico elettrico.

Il valore medio inizialmente inserito è di 3 m/s, pari a quello atteso per il sito della Val Codera, mantenendo l'andamento del profilo reale.

Tabella 5-3: output simulazioni variando carichi elettrici e dati di vento

v vento	carichi	CAPEX	OPEX	NPC	COE	E pv	E BWC	Excess electricity	RF	Funz gr.el.
m/s	kWh/gg	€	€/anno	€	€/kWh	kWh	kWh	kWh	-	h/anno
0,972	10,8	187060	1,015	198707	3,621	11189	25	5837	1	0
3	10,8	187060	1,015	198707	3,621	11189	2691	8694	1	0
0,972	30,8	187060	4540	198707	1,854	11189	25	2895	0,6	549
3	30,8	187060	4031	233292	1,809	11189	2691	4781	0,7	472

Relativamente ai carichi attuali l'impatto della generazione eolica è sostanzialmente nullo sui costi finali dell'energia, essendo i moduli fotovoltaici sufficienti a soddisfare tutto il fabbisogno (RF=1).

Si registra un aumento dell'energia in eccesso, che passa da 51% a 63% sul totale.

Essendo la produzione dell'aerogeneratore più regolare, ossia senza le significative variazioni tra giorno e notte che caratterizzano la generazione fotovoltaica, si ha un minor sfruttamento delle batterie misurabile sia in termini di energia transitata (2255 kWh/anno contro 2646 kWh/anno relativo alla simulazione con $v_{vento}=0,972$ m/s) che di distribuzione di frequenza del SOC, che si mantiene su livelli più elevati (vedi Figura 5-15).

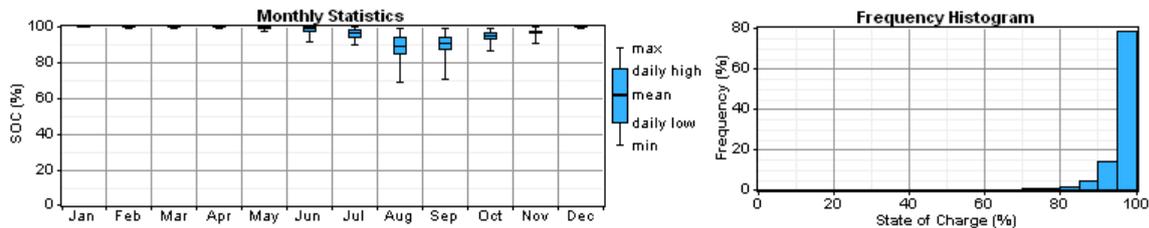


Figura 5-15: andamento annuale e distribuzione di frequenza del SOC (carichi reali, dati di vento previsti)

L'impatto sul COE rimane contenuto anche con carichi pari a quelli previsti (riduzione del 2,5%), mentre è più sensibile la diminuzione delle ore di funzionamento del gruppo elettrogeno (-14%) e il conseguente aumento di RF. L'energia in eccesso si mantiene su livelli elevati (24%) a conferma del fatto che il profilo di vento non mostra una buona complementarietà con carichi/radiazione solare.

La produzione elettrica risulta così suddivisa: 56% PV, 14% aerogeneratore, 30% motore Diesel.

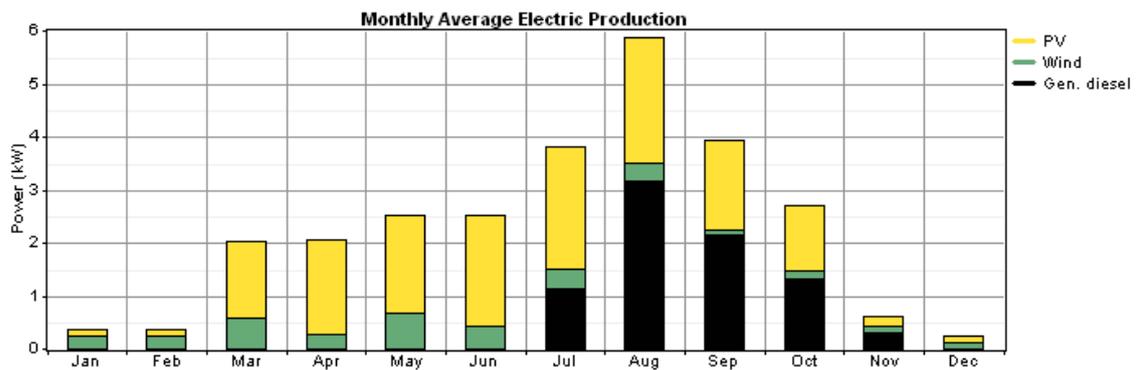


Figura 5-16: andamento annuale produzione di elettricità (carichi e dati di vento previsti)

È evidente come, nei mesi tra Luglio e Ottobre, la produzione dell'aerogeneratore non sia sufficiente ad evitare l'eccessiva scarica delle batterie e quindi l'intervento del gruppo elettrogeno.

Lo stato di carica si mantiene infatti su livelli molto bassi (40-60%) in questo periodo di tempo, fatto che nel funzionamento reale comporterebbe una diminuzione significativa della vita utile degli elementi di accumulo (vedi Figura 5-17).

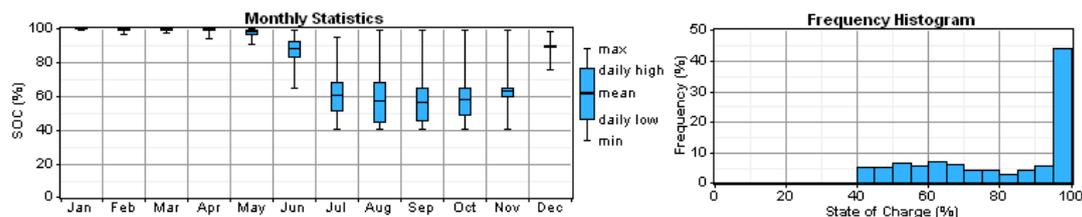


Figura 5-17: andamento annuale e distribuzione di frequenza del SOC (carichi e dati di vento previsti)

Viene riportato un grafico esemplificativo dell'andamento della generazione elettrica nel periodo estivo.

Si può osservare come l'occorrere di giornate poco soleggiate (31 Luglio, 2-3 Agosto) causi l'immediato intervento del gruppo elettrogeno (l'autonomia garantita dalle batterie è di circa un giorno in presenza di carichi così elevati).

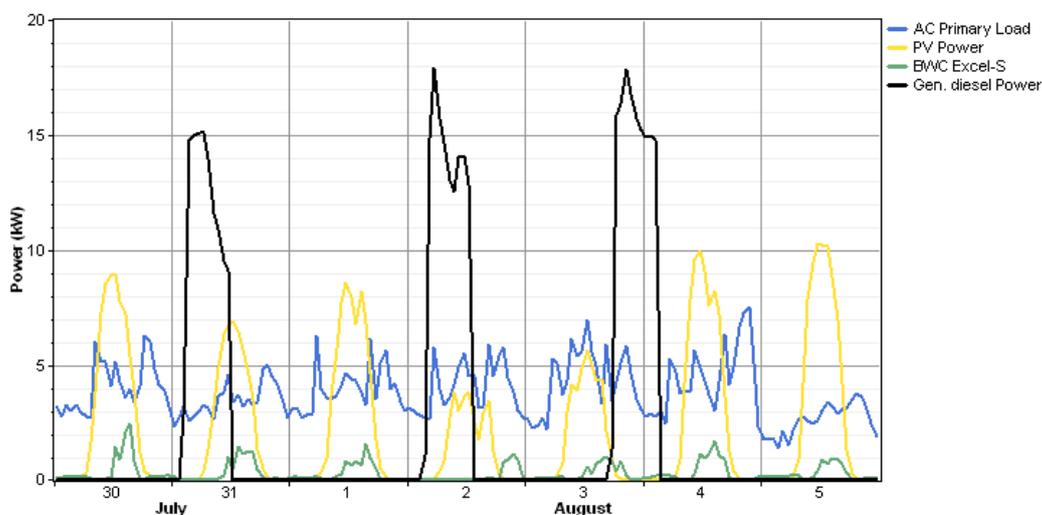


Figura 5-18: simulazione del funzionamento durante alcune giornate di Luglio

L'analisi di sensitività sulla velocità media del vento (Figura 5-19) mostra l'influenza abbastanza ridotta di questo parametro sul costo dell'energia prodotta, che tende ad un valore limite di circa 1,6 €/kWh.

Scendere al di sotto di questa soglia (a parità di carico elettrico) non è possibile nel caso dell'impianto ibrido della Val Codera in quanto il suo valore è determinato dagli elevati costi iniziali e non dai costi operativi (che diventano quasi trascurabili al crescere di RF).

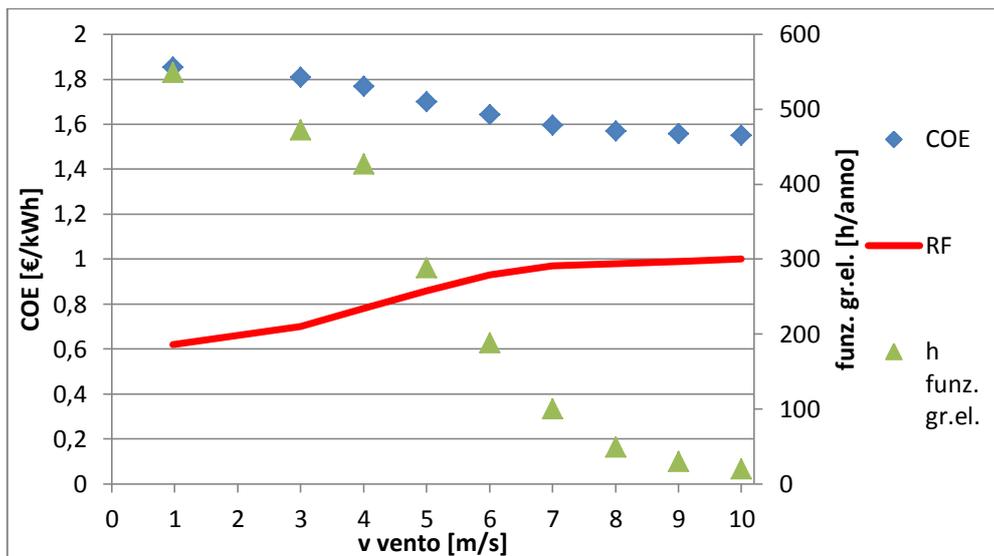
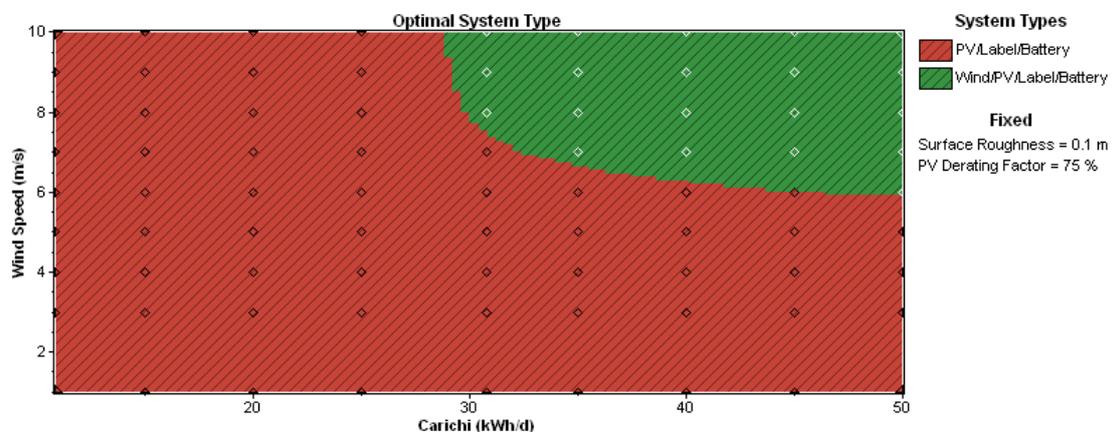


Figura 5-19: analisi di sensitività sulla velocità media del vento

Il grafico seguente indica la configurazione d'impianto ottimale (in termini economici) al variare di carichi e vento.

L'installazione della turbina eolica risulta conveniente solo per carichi di entità pari o superiore a quella prevista e velocità del vento superiori a 6 m/s.

In caso di incremento del costo del Diesel le soglie di convenienza si riducono anche notevolmente, in particolare per carichi elevati che comportano un maggior utilizzo del gruppo elettrogeno e quindi una maggior incidenza di questi costi sulle spese totali; ad esempio un aumento del 25% del prezzo del combustibile comporta una riduzione media delle soglie di vento/carichi del 20%.



5.3 Ridimensionamento impianto

È stata quindi effettuata un'ottimizzazione dell'impianto al fine di valutare il potenziale di riduzione del costo dell'energia prodotta, ridimensionando le taglie dei componenti in funzione del fabbisogno energetico attuale dalla comunità isolata in Val Codera.

Per ottenere dei risultati il più possibile realistici, è stato utilizzato nella simulazione un inverter di batteria per applicazioni isolate attualmente disponibile in commercio: il Sunny Island 2224.

E' la versione più recente dei SI installati nell'impianto ibrido e presenta implementate logiche di controllo e gestione nonché un costo lievemente inferiore. Le principali caratteristiche tecniche sono riportate in Tabella 5-4:

Tabella 5-4: principali caratteristiche SI2224

SMA - SUNNY ISLAND INVERTER SI2224	
Caratteristiche di uscita ca	
Potenza nominale	2.2 kW
Potenza di sovraccarico @ 25° (30 min/1 min/3 s)	2.9 kW/3.8 kW/3.9 kW
Tensione e corrente nominale	230 V, 9.5 A
Controllo automatico della tensione	202 ÷ 253 V
Frequenza nominale	50/60 Hz
Controllo automatico della frequenza	45 ÷ 65 Hz
Angolo di fase	Funzionamento su 4 quadranti
THD max	< 4%
Caratteristiche di ingresso cc	
Tensione e corrente nominale	24 V, 90 A
Regolazione automatica della tensione	16.8 ÷ 31.5 V
Protezione contro l'inversione di polarità	Diodi di cortocircuito e interruttori
Sezionamento dell'alimentazione	Interruttori automatici
Tipo di accumulatori	Lead, NiCd (100-10000Ah)
Rendimento	
Rendimento massimo	≥ 93.6%
Condizioni operative	
Temperatura di funzionamento	-25 ÷ +60°C
Caratteristiche meccaniche	
Dimensioni (P x L x A)	470 x 445 x 185 mm
Peso	19 kg
Protezione interna (IEC60529)	IP 54

È stato utilizzato lo stesso sistema d'accumulo in quanto si è ritenuta la tecnologia già sufficientemente matura al momento dell'installazione sia in termini di prestazioni che di costo (attualmente: 100-250 €/kWh).

Le batterie sono state disposte in stringhe da 12 elementi per ottenere il livello di tensione richiesto dai nuovi inverter.

I parametri relativi al gruppo elettrogeno sono stati mantenuti invariati mentre il costo è stato scalato linearmente in automatico da HOMER in funzione della taglia considerata (secondo lo stesso criterio visibile in Figura 5-8).

Anche per quanto riguarda i moduli sono stati inseriti gli stessi valori dei casi precedenti, ad eccezione del prezzo che è stato aggiornato ai livelli attuali (circa 1€/W contro i 3€/W nel 2004).

I costi relativi all'installazione e funzionamento del sistema di generazione sono stati divisi in costi fissi (realizzazione rete elettrica in bassa tensione, fornitura quadri e materiale elettrico, ecc) e in costi variabili (installazione, messa in opera, elitransporto dei materiali, ecc), questi ultimi sono stati diminuiti linearmente con la taglia dell'impianto.

Vengono riportati in seguito i valori considerati nell'ottimizzazione:

PV Array (kW)	XLS (Quantity)	Label (kW)	OPzS 1990 (Strings)	Converter (kW)
6.000	0	5.00	2	6.60
7.000	1	7.00	3	
8.000				
9.000				
10.000				

Nota: XLS = aerogeneratore, Label = gruppo elettrogeno.

Tutte le combinazioni possibili di questi componenti sono state prese in considerazione scartando quelle che non sono in grado di soddisfare il 100% dei carichi o di ottenere una Renewable Fraction pari o superiore a 0,7, valore scelto arbitrariamente mantenere l'utilizzo del gruppo elettrogeno su livelli compatibili con gli obiettivi di conservazione naturalistica che caratterizzano la Val Codera (in termini di emissioni, rumorosità, ecc.).

Le simulazioni sono state ripetute con carichi incrementati del 50%, passando cioè da un valore medio giornaliero di 10,8 kWh/gg a 15 kWh/gg, e sono stati confrontati i risultati al fine di scegliere una configurazione d'impianto leggermente sovradimensionata che possa far fronte ad un simile aumento del fabbisogno (fatto che frequentemente può accadere in comunità simili, vedi trend di crescita dei consumi di Bresciadega e Dosselli).

In Tabella 5-5 sono riportati i risultati delle simulazioni, ordinati in funzione del COE:

Tabella 5-5: risultati simulazioni per il ridimensionamento dell'impianto

n° sim.	carichi	PV size	BWC Excel-S	Grel size	N° batt	C batt	Epv (teorica)	Excess energy	Epv	Egrel	Funz gr.el.	Ecar	COE
	kWh/gg	kW	-	kW		kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	h/anno	kWh	€/kWh
1	10,8	8	0	5	24	67,68	6797	2477	4320	1055	238	3942	1,765
2	10,8	9	0	5	24	67,68	7647	3066	4581	804	187	3942	1,769
3	10,8	10	0	5	24	67,68	8496	3686	4810	584	136	3942	1,776
4	10,8	7	0	5	24	67,68	5947	2025	3922	1443	317	3942	1,777
5	10,8	9	0	7	24	67,68	7647	3084	4563	815	136	3942	1,788
6	10,8	6	0	5	24	67,68	5098	1570	3528	1827	396	3942	1,788
7	10,8	8	0	7	24	67,68	6797	2483	4314	1093	185	3942	1,788
8	10,8	10	0	7	24	67,68	8496	3684	4812	567	102	3942	1,793
9	10,8	7	0	7	24	67,68	5947	2023	3924	1434	241	3942	1,796
10	10,8	6	0	7	24	67,68	5098	1576	3522	1879	311	3942	1,815
11	10,8	10	0	5	36	101,52	8496	3562	4934	417	96	3942	1,860
12	10,8	9	0	5	36	101,52	7647	3003	4644	748	168	3942	1,866
13	10,8	8	0	5	36	101,52	6797	2466	4331	1040	229	3942	1,867
14	10,8	7	0	5	36	101,52	5947	1999	3948	1370	300	3942	1,872
15	10,8	10	0	7	36	101,52	8496	3588	4908	451	75	3942	1,882
16	10,8	9	0	7	36	101,52	7647	2997	4650	747	131	3942	1,885
17	10,8	6	0	5	36	101,52	5098	1568	3530	1790	383	3942	1,887
18	10,8	8	0	7	36	101,52	6797	2466	4331	1063	184	3942	1,890
19	10,8	7	0	7	36	101,52	5947	1999	3948	1432	248	3942	1,901
20	10,8	6	0	7	36	101,52	5098	1568	3530	1795	292	3942	1,908
3	15	10	0	5	24	67,68	8496	3012	5484	1947	455	5475	1,394
2	15	9	0	5	24	67,68	7647	2495	5152	2244	505	5475	1,394
1	15	8	0	5	24	67,68	6797	2046	4751	2636	584	5475	1,403
8	15	10	0	7	24	67,68	8496	3033	5463	1963	343	5475	1,410
5	15	9	0	7	24	67,68	7647	2516	5131	2303	404	5475	1,416
7	15	8	0	7	24	67,68	6797	2057	4740	2688	461	5475	1,424
11	15	10	0	5	36	101,52	8496	2908	5588	1840	417	5475	1,459
12	15	9	0	5	36	101,52	7647	2465	5182	2172	480	5475	1,462
13	15	8	0	5	36	101,52	6797	2037	4760	2597	570	5475	1,474
15	15	10	0	7	36	101,52	8496	2913	5583	1834	328	5475	1,475
16	15	9	0	7	36	101,52	7647	2465	5182	2233	379	5475	1,483
18	15	8	0	7	36	101,52	6797	2037	4760	2667	442	5475	1,495

Parte delle configurazioni impiantistiche (in particolare quelle con 6 e 7 kW di moduli fotovoltaici) non sono risultate in grado di soddisfare i vincoli imposti (alimentazione carichi e/o $RF \geq 0,7$) in caso di aumento dei carichi elettrici ed i relativi risultati non appaiono nella seconda parte della tabella. Si può notare inoltre come il costo del sistema d'accumulo incida sui risultati economici finali, in quanto tutte le

configurazioni con 3 stringhe di batterie (36 elementi) presentano un COE maggiore rispetto alle configurazioni con 2 stringhe, nonostante ciò comporti un aumento delle ore di funzionamento del gruppo elettrogeno e quindi un maggior consumo di combustibile (costo del Diesel assunto sempre pari a 1,7 €/l). Si è quindi proceduto con il calcolo degli indici introdotti nella norma IEC 61724 per valutare le prestazioni energetiche delle varie soluzioni ed individuare scostamenti dai valori attesi.

Tabella 5-6: valori degli indicatori energetici delle differenti configurazioni considerate

n° sim.	Ets	Efs	Etsn	Efsn	Ein	Euse	RF	η bos	Ya	Yf	Yr	Lc	Lbos	PR
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh			h/d	h/d	h/d	h/d	h/d	h/d
1	3142	2220	922	0	5375	4864	0,80	0,90	1,48	1,34	2,81	1,33	0,14	0,48
2	3175	2249	926	0	5385	4868	0,85	0,90	1,39	1,26	2,81	1,42	0,13	0,45
3	3154	2213	941	0	5394	4883	0,89	0,91	1,32	1,19	2,81	1,49	0,12	0,42
4	3133	2218	915	0	5365	4857	0,73	0,91	1,54	1,39	2,81	1,27	0,15	0,49
5	3146	2221	925	0	5378	4867	0,85	0,90	1,39	1,26	2,81	1,42	0,13	0,45
6	3116	2210	906	0	5355	4848	0,66	0,91	1,61	1,46	2,81	1,20	0,15	0,52
7	3188	2240	948	0	5407	4890	0,80	0,90	1,48	1,34	2,81	1,33	0,14	0,48
8	3157	2233	924	0	5379	4866	0,89	0,90	1,32	1,19	2,81	1,49	0,13	0,42
9	3130	2224	906	0	5358	4848	0,73	0,90	1,54	1,39	2,81	1,27	0,15	0,49
10	3203	2266	937	0	5401	4879	0,65	0,90	1,61	1,45	2,81	1,20	0,16	0,52
11	3139	2242	897	0	5351	4839	0,92	0,90	1,35	1,22	2,81	1,46	0,13	0,44
12	3191	2261	930	0	5392	4872	0,86	0,90	1,41	1,28	2,81	1,40	0,14	0,45
13	3167	2254	913	0	5371	4855	0,81	0,90	1,48	1,34	2,81	1,33	0,14	0,48
14	3110	2244	866	0	5318	4808	0,74	0,90	1,55	1,40	2,81	1,26	0,15	0,50
15	3158	2256	902	0	5359	4844	0,92	0,90	1,34	1,22	2,81	1,47	0,13	0,43
16	3198	2263	935	0	5397	4877	0,86	0,90	1,42	1,28	2,81	1,39	0,14	0,46
17	3110	2242	868	0	5320	4810	0,66	0,90	1,61	1,46	2,81	1,20	0,15	0,52
18	3200	2269	931	0	5394	4873	0,80	0,90	1,48	1,34	2,81	1,33	0,14	0,48
19	3216	2304	912	0	5380	4854	0,73	0,90	1,55	1,39	2,81	1,26	0,15	0,50
20	3137	2270	867	0	5325	4809	0,66	0,90	1,61	1,46	2,81	1,20	0,16	0,52
3	4273	3010	1263	0	7431	6738	0,74	0,91	1,50	1,36	2,81	1,31	0,14	0,48
2	4226	2992	1234	0	7396	6709	0,70	0,91	1,57	1,42	2,81	1,24	0,15	0,51
1	4190	2958	1232	0	7387	6707	0,64	0,91	1,63	1,48	2,81	1,18	0,15	0,53
8	4259	2999	1260	0	7426	6735	0,74	0,91	1,50	1,36	2,81	1,31	0,14	0,48
5	4302	3043	1259	0	7434	6734	0,69	0,91	1,56	1,41	2,81	1,25	0,15	0,50
7	4317	3066	1251	0	7428	6726	0,64	0,91	1,62	1,47	2,81	1,19	0,15	0,52
11	4279	3021	1258	0	7428	6733	0,75	0,91	1,53	1,39	2,81	1,28	0,14	0,49
12	4190	2995	1195	0	7354	6670	0,70	0,91	1,58	1,43	2,81	1,23	0,15	0,51
13	4193	2996	1197	0	7357	6672	0,65	0,91	1,63	1,48	2,81	1,18	0,15	0,53
15	4313	3074	1239	0	7417	6714	0,75	0,91	1,53	1,38	2,81	1,28	0,14	0,49
16	4300	3061	1239	0	7415	6714	0,70	0,91	1,58	1,43	2,81	1,23	0,15	0,51
18	4297	3044	1253	0	7427	6728	0,64	0,91	1,63	1,48	2,81	1,18	0,15	0,53

I valori di PR annuali si mantengono intorno a 0,5 per tutti i casi analizzati, mostrando un lieve incremento (in media 5-6 punti percentuali per ciascuna configurazione) nel passaggio a carichi maggiori, valore più che soddisfacente per un impianto ibrido isolato anche tenendo in considerazione le notevoli escursioni delle prestazioni tra mesi estivi ed invernali (non apprezzabili nello specifico in quanto non sono disponibili i risultati mensili delle simulazioni).

Il Performance Ratio mostra un andamento inversamente proporzionale alla taglia del generatore fotovoltaico, in quanto ad array PV di dimensioni inferiori corrispondono valori più contenuti dell'energia prodotta in eccesso.

Questo vantaggio si paga in termini di un aumento delle ore di funzionamento del generatore Diesel (e di una corrispondente diminuzione di RF), in particolare se viene utilizzato motore di taglia inferiore (vedi Figura 5-20).

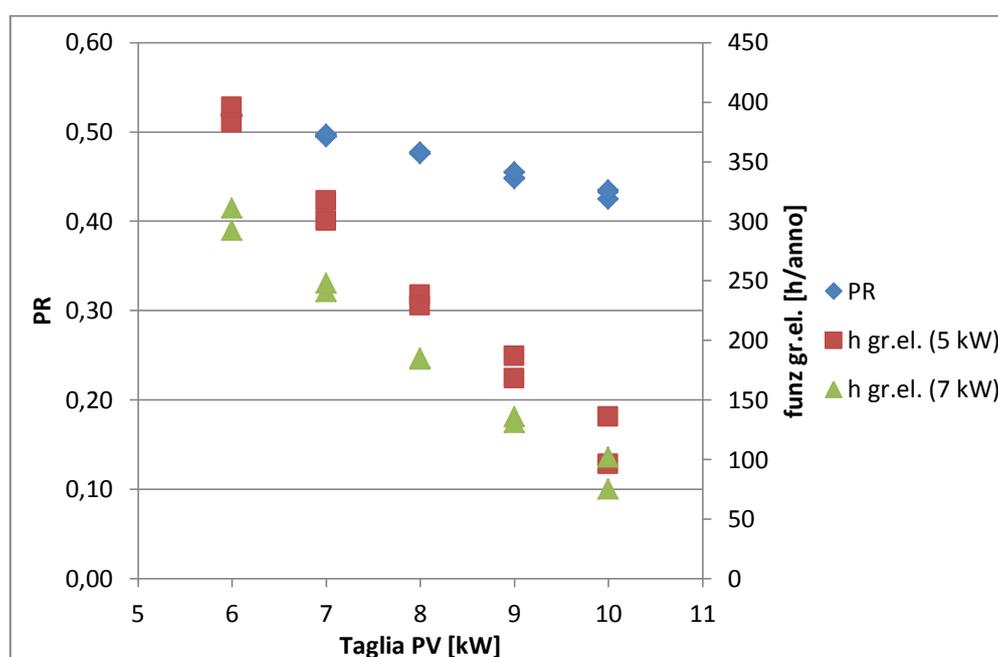


Figura 5-20: influenza della taglia del generatore PV su PR e utilizzo del gruppo elettrogeno

I valori di COE variano tra 1,76 e 1,91 €/kWh per carichi da 10,8 kWh/gg e tra 1,39 e 1,49 €/kWh per carichi da 15 kWh/gg, con una diminuzione media per ogni configurazione del 21%.

La configurazione ottimale risulta essere la n°11 (evidenziata in Tabella 5-5) che consiste in 10 kW di fotovoltaico (nella pratica sarebbe necessario adottare una taglia lievemente superiore per tener conto dell'efficienza di funzionamento degli inverter fotovoltaici, che attualmente può superare il 95%), un generatore Diesel da 5 kW e 36 batterie.

La scelta di un sistema d'accumulo di queste dimensioni (capacità d'accumulo complessiva = 101,52 kWh) è stata effettuata seguendo lo stesso criterio utilizzato per

il dimensionamento dell'impianto installato in Val Codera, ossia garantire almeno 2 giorni di autonomia del sistema nel periodo estivo in assenza di generazione da parte di fonti rinnovabili (consumo estivo ≈ 40 kWh/gg) e almeno 6 giorni nel periodo invernale.

L'elevata taglia del generatore fotovoltaico consente di mantenere RF su livelli elevati per entrambi i carichi (0,92 e 0,75) e di utilizzare un gruppo elettrogeno più piccolo (5 kW), che presenta quindi un minor consumo di combustibile (pari 108 l e 470 l di Diesel), pur senza incrementare eccessivamente le ore di funzionamento (96 e 417h).

Il costo dell'energia risulta essere 1,86 €/kWh per poi ridursi a 1,459 €/kWh per carichi pari a 15 kWh/gg, valori in linea con quelli relativi ad altri impianti ibridi di taglia simile analizzati in letteratura.

Per consentire un confronto con i metodi di generazione "tradizionali" sono state effettuate simulazioni del funzionamento di un impianto costituito solamente da generatore Diesel e batterie (con relativi inverter, SI2224), i cui risultati sono riportati in Tabella 5-7:

Tabella 5-7: risultati simulazioni di configurazioni d'impianto gen.Diesel + batterie

n° sim.	carichi	Grel size	N° batt	CAPEX	OPEX	NPC	Diesel	h funz	COE
	kWh/d	kW		€	€/anno	€	l/anno	h/anno	€/kWh
1	10,8	5	24	43290	3112	78990	1424	1139	1,747
2	10,8	7	24	44439	3207	81226	1507	855	1,796
3	10,8	5	36	45870	3272	83402	1410	1123	1,845
4	10,8	10	24	46161	3315	84178	1591	732	1,862
5	10,8	7	36	47019	3370	85670	1495	848	1,895
6	10,8	5	48	48450	3456	88089	1409	1121	1,948
7	10,8	10	36	48741	3479	88642	1579	727	1,960
8	10,8	7	48	49599	3562	90455	1498	850	2,001
9	10,8	10	48	51321	3693	93683	1595	740	2,072
1	15	5	24	43290	3911	88149	1852	1544	1,404
2	15	7	24	44439	4095	91411	1983	1141	1,456
3	15	5	36	45870	4075	92616	1842	1523	1,475
4	15	10	24	46161	4327	95794	2134	953	1,525
5	15	7	36	47019	4281	96123	1985	1133	1,531
6	15	5	48	48450	4260	97315	1843	1516	1,550
7	15	10	36	48741	4530	100702	2143	959	1,604
8	15	7	48	49599	4456	100709	1979	1127	1,604
9	15	10	48	51321	4696	105188	2133	952	1,675

Anche in questo caso non viene tenuto conto del possibile/probabile aumento del prezzo del combustibile nel futuro, che è stato mantenuto pari a 1,7 €/l durante i 20 anni di funzionamento.

Il COE mantiene valori paragonabili a quelli ottenuti nelle simulazioni relative alle differenti configurazioni di impianti ibridi illustrate precedentemente (Tabella 5-5) mostrando una scarsa convenienza di questa soluzione, che inoltre prevede ripetute sostituzioni del gruppo elettrogeno (una volta raggiunte le 10000h di funzionamento pari alla vita utile attesa).

Bisogna inoltre considerare che, relativamente alle configurazioni che prevedono l'utilizzo di 24 batterie, non viene tenuto conto dell'elevato sfruttamento delle stesse che nel funzionamento reale ne penalizzerebbe le prestazioni sia in termini di efficienza energetica che di vita utile, che HOMER assume sempre pari a 10 anni.

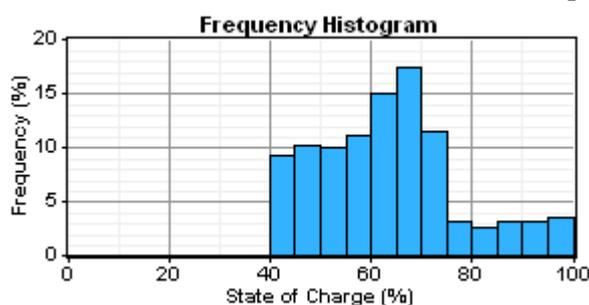


Figura 5-21: distribuzione di frequenza annuale del SOC (configurazione n°1)

Viene riportato come caso esemplificativo la distribuzione di frequenza del SOC delle batterie durante l'anno per la configurazione n°1 (carico medio giornaliero = 15 kWh/gg), dove si può osservare come esso rimanga per la maggior parte del tempo tra il 40 e il 75%.

5.4 Estensione rete elettrica

Un ulteriore confronto puramente economico è stato effettuato stimando i costi che sarebbero necessari per estendere la rete elettrica nazionale dal comune più vicino (Novate Mezzola) alla comunità di Bresciadega.

Bisogna sottolineare che si tratta di considerazioni teoriche in quanto un'opera del genere sarebbe di fatto irrealizzabile date le forti pressioni da parte dei fruitori abituali della valle per mantenere intatte le caratteristiche di naturalità del luogo e anche tenendo conto dell'esiguità dei carichi elettrici da alimentare.

Per effettuare il calcolo sono stati utilizzati i dati reperibili in [56] relativi agli oneri economici per la realizzazione di una linea aerea in media tensione, in alternativa alla bassa tensione per non aumentare eccessivamente le perdite di trasmissione.

I costi ammontano a 45 k€/km, relativi a una linea in cavo aereo (Al 35mm²) inclusi sostegni e fondazioni.

Nel caso della Valcodera la distanza da coprire sarebbe di oltre 4 km comportando una spesa di 180k€, valore da incrementare del 20-30% (stima conservativa) per tener conto dei maggiori oneri da sostenere in fase di costruzione dati i 1000m di dislivello

tra le due località, la presenza di fitta vegetazione e l'assenza di collegamento stradale. A tali costi vanno inoltre aggiunti i quelli di allacciamento ad una Cabina MT (di partenza) e quelli della Cabina di arrivo della linea con relativo Trasformatore MT/BT (di taglia non usuale).

Il costo finale risulterebbe in ogni caso maggiore di quello sostenuto per la realizzazione dell'impianto ibrido in riferimento sia alla configurazione reale che, a maggior ragione, in assenza del generatore eolico o ridimensionando i componenti sui carichi attuali.

Conclusioni

È stata effettuata un'analisi dell'impianto ibrido installato in Val Codera a partire dai dati relativi al suo funzionamento dal 2004, anno d'installazione, ad oggi.

Bisogna sottolineare che gran parte delle considerazioni effettuate sono relative al periodo 2008-2012 data la mancanza di dati puntuali (al quarto d'ora) per gli anni precedenti, cosa che ha inoltre limitato l'analisi puntuale dei fenomeni di degradazione dei componenti impiegati, in particolar modo degli accumulatori.

L'impianto oggetto del presente studio è affetto da due principali problematiche, queste sono state analizzate e per esse si è cercato di fornire una soluzione che potrà essere implementata nella realizzazione di un futuro impianto ibrido, aventi le medesime finalità di quello considerato in questo lavoro di tesi. Le problematiche riscontrate sono:

- Assenza quasi totale della generazione eolica: causata da ripetuti malfunzionamenti dell'inverter dell'aerogeneratore, ha impedito la valutazione del comportamento dell'impianto in presenza di un flusso energetico aggiuntivo particolarmente problematico in quanto caratterizzato da un andamento irregolare e rapidamente variabile, così come la verifica della complementarità tra le risorse solare ed eolica;
- Fabbisogno energetico delle utenze (ad oggi) inferiore alle previsioni: ha ridotto notevolmente lo stress sui componenti dell'impianto, funzionanti prevalentemente ai carichi parziali. Ciò ne ha sì incrementato la vita utile, riducendo la probabilità di guasti, ma di contro ha penalizzato le prestazioni energetiche complessive dell'impianto (che non sfrutta appieno la potenza installata)

Ciò detto, l'analisi dei dati raccolti tramite il sistema di tele monitoraggio e la loro elaborazione hanno mostrato un corretto funzionamento dell'impianto e una buona gestione della potenza sulla rete.

Complessivamente il sistema ha soddisfatto il fabbisogno energetico della comunità di Bresciadega e della limitrofa Dosselli con continuità ed affidabilità, ad eccezione di sporadiche interruzioni del servizio per manutenzione programmata (si è verificato un solo guasto e conseguente sostituzione di un inverter di batteria), garantendo una soddisfacente power quality, intesa come stabilità delle caratteristiche di rete.

L'analisi del funzionamento dei singoli componenti ha evidenziato come essi stiano lavorando correttamente e con prestazioni compatibili con quanto dichiarato dai produttori.

L'unica eccezione è costituita dai convertitori di batteria che si sono confermati i componenti più delicati ed importanti allo stesso tempo, dato il ruolo fondamentale nella gestione dei flussi energetici e le molteplici funzioni che devono svolgere.

Essi in alcune occasioni non hanno gestito correttamente il sistema d'accumulo ed in particolare i processi di carica e scarica, con notevoli effetti negativi sulle prestazioni del sistema.

L'aspetto della gestione delle batterie, come già rilevato dalla letteratura analizzata, si è rivelato il più problematico per garantire il corretto funzionamento di questa tipologia di impianti.

Sono state eseguite simulazioni computerizzate tramite il software HOMER al fine di:

- Valutare l'impatto della presenza di generazione eolica sia in termini economici che energetici: l'influenza sul COE si è rivelata minima (a prescindere dall'entità dei carichi alimentati) a causa della scarsa complementarietà dei profili di vento e di irraggiamento nella località considerata, si ha però un beneficio in termini di minimizzazione dello sfruttamento delle batterie. L'installazione dell'aerogeneratore risulta conveniente (minor COE) solo in presenza di ventosità e/o carichi elettrici di notevole entità;
- Valutare il potenziale di riduzione del costo dell'energia prodotta al variare dei carichi e della taglia dei componenti dell'impianto: il COE si riduce notevolmente nel passaggio dall'alimentazione dei carichi attuali (più ridotti) a quelli previsti, con una diminuzione del 58% (da 4,395 a 1,854 €/kWh). Valori analoghi ed anche inferiori possono essere raggiunti ridimensionando i componenti dell'impianto sui carichi attuali (fino a 1,459 €/kWh per la configurazione scelta);
- Confrontare differenti configurazioni d'impianto: i valori del COE ottenibili da impianti costituiti esclusivamente da motore diesel e batterie (compresi tra 1,404 e 2,072€/kWh) sono risultati comparabili con quelli relativi ad impianti ibridi (assumendo il prezzo del combustibile costante e pari a quello attuale, quindi sottostimando i costi reali), si ha però lo svantaggio non trascurabile di un maggiore inquinamento atmosferico ed ambientale.

Complessivamente l'analisi economica ha mostrato la potenziale convenienza di questa tipologia di impianti per l'alimentazione di comunità isolate, se confrontata sia con metodi di generazione "tradizionale" (gruppo elettrogeno) che con l'estensione della rete elettrica nazionale.

Per garantire il corretto funzionamento dell'impianto ibrido installato in Val Codera e concludere l'attività di ricerca si ritiene sia necessario:

- Monitorare i parametri di funzionamento dei componenti dell'impianto una volta implementata la nuova configurazione impiantistica della parte eolica e quindi riattivata la produzione da questa fonte energetica (compatibilmente con i dati di vento);
- Controllare ed eventualmente correggere i parametri di funzionamento (impostazioni) degli inverter di batteria per garantire un'ottimale gestione del sistema d'accumulo;

- Provvedere all'allacciamento di nuove utenze alla rete di distribuzione in bassa tensione per incrementare l'entità dei carichi elettrici e sfruttare appieno la potenza installata, eventualmente prevedendo il sezionamento di parte dei carichi in periodi di elevata richiesta energetica.
- Provvedere quando necessario (si presume in un futuro non troppo lontano, 1-2 anni) alla sostituzione delle batterie, eventualmente effettuando preventivamente delle misurazioni preventive in loco per quantificarne il grado d'invecchiamento.

Bibliografia

- [1] Wei Zhou, Chengzhi Lou, Zhongshi Li, Lin Lu, Hongxing Yang. Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems. *Applied Energy* 87 (2010) 380–389
- [2] Pragma Nema, R.K. Nema, Saroj Rangnekar. A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2009) 2096–2103
- [3] Simon Rolland. Rural Electrification with Renewable Energy: technologies, quality standards and business models. Alliance for Rural Electrification (ARE)
- [4] Simon Rolland, Guido Glania. Hybrid mini-grids for rural electrification: lessons learned. Alliance for Rural Electrification (ARE)
- [5] M. H. Nehrir, C. Wang, K. Strunz, H. Aki, R. Ramakumar, J. Bing, Z. Miao, and Z. Salameh. A Review of Hybrid Renewable/Alternative Energy Systems for Electric Power Generation: Configurations, Control, and Applications. *IEEE transactions on sustainable energy*, vol. 2, n°4, October 2011
- [6] L. A. C. Lopes, Farid Katiraei, Konrad Mauch, Michel Vandenberg, Luis Arribas. PV Hybrid Mini-Grids: Applicable Control Methods for Various Situations. Report IEA-PVPS T11-07:2012
- [7] Bella Espinar, Didier Mayer. The role of energy storage for mini-grid stabilization. Report IEA-PVPS T11-02:2011
- [8] C. Boccaletti, G. Fabbri, E. Santini. Innovative Solutions for Stand Alone System Powering. 2007 IEEE
- [9] Timur Gül. Integrated Analysis of Hybrid Systems for Rural Electrification in Developing Countries. TRITA-LWR Master Thesis
- [10] José L. Bernal-Agustín, Rodolfo Dufo-Lopez. Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2009) 2111–2118
- [11] Felix A. Farret M. Godoy Simões. Integration of Alternative Sources of Energy
- [12] Jose L. Bernal-Agustín, Rodolfo Dufo-Lopez. Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2009) 2111–2118.
- [13] Ozdamar A, Ozbalta N, Akin A, Yildirim E.D. An application of a combined wind and solar energy system in Izmir. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2005;9:624–637.
- [14] Kaldellis J.K. Stand-alone and hybrid wind energy system: Technology, energy storage and applications. Woodhead Publishing, ISBN 978-1-84569-527-9; 2010
- [15] Ajai Gupta, R. P. Saini, M. P. Sharma. Hybrid energy system for remote area - an action plan for cost effective power generation. 2008 IEEE Region 10 Colloquium and the Third ICIS.
- [16] Karki R, Billinton R. Reliability/cost implications of PV and wind Energy utilization in small isolated power systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 2001;16(4):368–73
- [17] Pragma Nema, R.K. Nema, Saroj Rangnekar. A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV solar: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2009) 2096–2103.
- [18] Prabodh Bajpai, Vaishalee Dash. Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone, a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (2012) 2926– 2939.
- [19] Bonanno F, Consoli A, Lombardo S, Raciti A. A logistical model for performance evaluations of hybrid generation systems. *IEEE Transactions on Industry Applications* 1998;34(6):1397–403

- [20] Karaki HS, Chedid RB, Ramadhan R. Probabilistic performance assessment of autonomous solar–wind energy conversion system. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 1999;14(3):766–72
- [21] Wei Zhou, Hongxing Yang, Zhaohong Fang. Battery behaviour prediction and battery working states analysis of a hybrid solar–wind power generation system. *Renewable Energy* 33 (2008) 1413–1423.
- [22] Elhadidy MA, Shaahid SM. Optimal sizing of battery storage for hybrid (wind & diesel) power systems. *Renew Energy* 1999;18:77–86
- [23] Elhadidy MA. Performance evaluation of hybrid (wind/solar/diesel) power systems. *Renew Energy* 2002;18:401–13
- [24] Kaldellis J.K, Kostas P, Filios A. Minimization of the energy storage requirements of a stand-alone wind power installation by means of photovoltaic panels. *Wind Energy* 2006;9: 383–397
- [25] Ai B, Yang H, Shen H, Liao X. Computer-aided design of PV/Wind hybrid system. *Renewable Energy* 2003;28:1491-1512
- [26] L. Ren, Y. Tang, J. Shi, J. Dou, S. Zhou, T. Jin. Techno-economic evaluation of hybrid energy storage technologies for a solar–wind generation system. *Physica C* (2012).
- [27] Y. Zhou, J. A. Ferreira, P. Bauer. Grid-connected and islanded operation of a hybrid power system. *IEEE PES PowerAfrica 2007 Conference and Exposition*.
- [28] Gilles Notton, Said Diaf, Ludmil Stoyanov. Hybrid Photovoltaic-Wind Energy Systems For Remote Locations. *Energy Procedia* 6 (2011) 666–677.
- [29] Orhan Ekren, Banu Y. Ekren, Baris Ozerdem. Break-even analysis and size optimization of a PV-wind hybrid energy conversion system with battery storage – A case study. *Applied Energy* 86 (2009) 1043–1054.
- [30] Krisada Prompinit, Boonyang Plangklang, Somchai Hiranvarodom. Design and construction of a mobile PV hybrid system prototype for isolated electrification. *Procedia Engineering* 8 (2011) 138–145.
- [31] D. Saheb-Koussa, M. Haddadi, M. Belhamel. Economic and technical study of a hybrid system (wind–photovoltaic–diesel) for rural electrification in Algeria. *Applied Energy* 86 (2009) 1024–1030.
- [32] Thomas Degner, Philip Taylor, Dave Rollinson, Aristomenis Neris, Stathis Tselepis. Interconnection of solar powered mini-grids – a case study for Kythnos island. 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition.
- [33] Fatemeh Jahanbani Ardakani, Gholamhossein Riahy, Mehrdad Abedi. Design of an optimum hybrid renewable energy system considering reliability indices. *Proceedings of ICEE 2010*, May 11-13, 2010.
- [34] M. Muralikrishna, V. Lakshminarayana. Hybrid (solar and wind) energy systems for rural electrification. *ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences*. Vol.3, n°5, October 2008
- [35] C. Boccaletti, G. Fabbri, E. Santini. Innovative Solutions for Stand Alone System Powering. 2007 IEEE.
- [36] S.M. Shaahid, M.A. Elhadidy. Opportunities for utilization of stand-alone hybrid (photovoltaic + diesel + battery) power systems. *Renewable Energy* 28 (2003) 1741–1753.
- [37] Wei Zhou, Chengzhi Lou, Zhongshi Li, Lin Lu, Hongxing Yang. Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems. *Applied Energy* 87 (2010) 380–389.
- [38] Didier Mayer, Michael Heidenreich. Performance analysis of stand alone PV systems from a rational use of energy point of view. *IEA PVPS Task 2*.
- [39] U. Jah1, D. Mayer et al. International energy agency PVPS task 2: analysis of the operational performance of the IEA database PV systems. 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Glasgow, United Kingdom, May 2000.

-
- [40] D.U. Sauer, M. Bkhler, et al. Analysis of the performance parameters of lead-acid batteries in photovoltaic systems. *Journal of Power Sources* 64 (1997) 197-201.
- [41] Andreas Jossen, Juergen Garche, Dirk Uwe Sauer. Operation conditions of batteries in PV applications. *Solar Energy* 76 (2004) 759–769.
- [42] Julia Schiffer, Dirk Uwe Sauer, et al. Model prediction for ranking lead-acid batteries according to expected lifetime in renewable energy systems and autonomous power-supply systems. *Journal of Power Sources* 168 (2007) 66–78.
- [43] Carl Johan Rydh, Bjorn A. Sandén. Energy analysis of batteries in photovoltaic systems. Part I Performance and energy requirements. *Energy Conversion and Management* 46 (2005) 1957–1979.
- [44] Yu-Hua Sun, Hurng-Liahng Jou, Jinn-Chang Wu. Aging Estimation Method for Lead-Acid Battery. *IEEE transactions on energy conversion*, VOL. 26, n°1, March 2011.
- [45] <http://homerenergy.com/>
- [46] Getachew Bekele, Björn Palm. Feasibility study for a standalone solar–wind-based hybrid energy system for application in Ethiopia. *Applied Energy* 87 (2010) 487–495.
- [47] Shafiqur Rehman, Md. Mahbub Alam, J.P. Meyer, Luai M. Al-Hadhrami. Feasibility study of a wind-pv-diesel hybrid power system for a village. *Renewable Energy* 38 (2012) 258-268.
- [48] Rodolfo Dufo-López, José L. Bernal-Agustín. Multi-objective design of PV– wind– diesel– hydrogen– battery systems. *Renewable Energy* 33 (2008) 2559– 2572.
- [49] G.J. Dalton, D.A. Lockington, T.E Baldock. Case study feasibility analysis of renewable energy supply options for small to medium-sized tourist accommodations. *Renewable Energy* 34 (2009) 1134–1144.
- [50] G.J. Dalton, D.A. Lockington, T.E. Baldock. Feasibility analysis of stand-alone renewable energy supply options for a large hotel. *Renewable Energy* 33 (2008) 1475–1490.
- [51] Ahmad Zahedi, Akhtar Kalam. Balancing cost, operation and performance in integrated hydrogen hybrid energy system.
- [52] T. Givler, P. Lilienthal. Using HOMER® software, NREL’s micropower optimization model, to explore the role of gen-sets in small solar power systems case study: Sri Lanka.
- [53] Iyad M. Muslih, Yehya Abdellatif. Hybrid Micro-Power Energy Station; Design and Optimization by Using HOMER Modeling Software
- [54] M.J. Khan, M.T. Iqbal. Pre-feasibility study of stand-alone hybrid energy systems for applications in Newfoundland. *Renewable Energy* 30 (2005) 835-854.
- [55] S.M. Shaahid, I. El-Amin. Techno-economic evaluation of off-grid hybrid power system, Saudi Arabia
- [56] Guida per le connessioni alla rete elettrica di ENEL Distribuzione, Dicembre 2011