



REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA

Assessoradu de s'indùstria - Assessoradu de sos traballos públicos
Assessorato dell'industria - Assessorato dei lavori pubblici



Ente acque della Sardegna



SARDEGNA RICERCHE

ACCORDO DI COLLABORAZIONE TRA L'ASS.TO DELL'INDUSTRIA, L'ENAS E SARDEGNA RICERCHE DEL 29/07/2011



Consorzio Industriale Provinciale • Nuoro

ACCORDO DI COLLABORAZIONE TRA L'ENAS E IL CONSORZIO INDUSTRIALE PROVINCIALE DI NUORO DEL 01/04/2010

**PROGETTO DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI
ENERGIA RINNOVABILE SOLARE
NELL'AREA INDUSTRIALE DI OTTANA**
Stralcio del Progetto Definitivo Generale I° Lotto - I° Comparto

Parte A - PARTE GENERALE

Relazioni tecniche e specialistiche

Relazione tecnica sulla sperimentazione - requisiti del sistema di
supervisione e controllo - dimensionamento dell'accumulo elettrochimico

Tavola

A 4.1

scala:

Redatto dai Servizi: Studi - Progetti e Costruzioni

- **Progettisti:** Ing. Dina Cadoni
Ing. Bruno Loffredo
Ing. Francesco Serra

- **Geologo:** Dott. Maria Rita Lai

- **Collaborazione ingegneristica:** Ing. Nicoletta Sale - Ing. Francesco Caturano

- **Collaborazione specialistica:** Ing. Giancarlo Pusceddu
Per. Ind. Fabrizio Pedditzi

- **Collaborazioni tecniche:** Geom. Paolo Atzori, Geom. Corrado Balistreri,
Geom. Bruno Caredda, Geom. Osvaldo Carta, Geom. Pierpaolo Corona,
Per.Ind. Salvatore Melis, Geom. Luigi Usala

CON IL CONTRIBUTO SCIENTIFICO

Università degli Studi di Cagliari
Dipartimenti di ingegneria meccanica
e di ingegneria elettrica ed elettronica

Prof. Giorgio Cau

Prof. Daniele Cocco

Prof. Alfonso Damiano

Il Direttore del Servizio Studi
Ing. Dina Cadoni

Il Direttore Generale
Ing. Franco Ollargiu

**Il Direttore del Servizio Progetti
e Costruzioni**
Ing. Bruno Loffredo

Aggiornamento ottobre 2012



Dipartimento di Ingegneria Elettrica ed Elettronica
Universita' di Cagliari
Piazza d'Armi
09123 Cagliari, Italy



RELAZIONE TECNICA

Dimensionamento dell' accumulo elettrochimico,
definizione dei requisiti del sistema di
supervisione e controllo e presentazione delle
linee di ricerca sull'impianto solare integrato di
Ottana

Ottobre 2012

Prof. Ing. Alfonso Damiano

Prof. Ing. Gianluca Gatto

Ing. Maura Musio

Ing. Alessandro Serpi

Indice

INTRODUZIONE	3
DESCRIZIONE GENERALE DEL SISTEMA ENERGETICO INTEGRATO	6
DESCRIZIONE E REQUISITI DEL SISTEMA DI SUPERVISIONE E CONTROLLO	10
<i>I LIVELLO – DEFINIZIONE DEI PROFILI DI PRODUZIONE DELL’IMPIANTO IL GIORNO PRIMA.....</i>	<i>11</i>
SISTEMA DI PREVISIONE METEOROLOGICO LOCALE.....	11
LAY-OUT DELLA STAZIONE METEO E CARATTERISTICHE TECNICHE	15
<i>II LIVELLO – AGGIORNAMENTO IN TEMPO REALE DEI PROFILI DI PRODUZIONE.....</i>	<i>18</i>
SISTEMA DI CONTROLLO DELL’IMPIANTO SOLARE TERMODINAMICO.....	21
<i>III LIVELLO: SISTEMI DI CONTROLLO DELLE SINGOLE UNITÀ (ST, CPV, ESS).....</i>	<i>22</i>
IMPIANTO FOTOVOLTAICO A CONCENTRAZIONE.....	23
LAY-OUT DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO E CARATTERISTICHE TECNICHE.....	24
IMPIANTO DI ACCUMULO ELETTRICO	26
DIMENSIONAMENTO.....	26
DIMENSIONAMENTO SU BASE GIORNALIERA	26
DIMENSIONAMENTO SU BASE ANNUALE.	27
PARCO BATTERIE: CARATTERISTICHE TECNICHE.....	29
INVERTER BIDIREZIONALE.....	30
SISTEMA DI CONTROLLO DEL PARCO BATTERIE.....	30

Introduzione

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto sperimentale per la produzione ed accumulo di energia elettrica e termica da fonte solare. In particolare, esso è costituito da un campo solare termodinamico, da un campo fotovoltaico a concentrazione e da due sistemi di accumulo, il primo di tipo elettrochimico e il secondo di tipo termico, destinati alla generazione e gestione dell'energia elettrica prodotta da fonte solare. La particolarità del sistema proposto consiste nell'utilizzo di sistemi di accumulo termico ed elettrochimico che opportunamente controllati consentono di trasformare i profili di produzione da fonte solare, notoriamente non programmabile, quali ad esempio il fotovoltaico, in programmabili e/o concordabili, con un giorno di anticipo, con il gestore del sistema di distribuzione dell'energia elettrica.

Tale progetto si configura come sperimentale giacché finalizzato alla realizzazione di una piattaforma energetica in scala sulla quale implementare e verificare sul campo nuove modalità di gestione e controllo di sistemi energetici alimentati da fonte rinnovabile e caratterizzati da profili di produzione non programmabili. Inoltre, il sistema presenta tecnologie di conversione dell'energia solare innovative, quali il fotovoltaico ad alta concentrazione (fattori di concentrazione superiori a 400x) e il solare termodinamico di piccola taglia.

Gli obiettivi scientifici di tale attività sono molteplici, tra cui:

- la realizzazione di un sistema integrato di produzione, immagazzinamento e gestione dell'energia elettrica prodotta da fonte solare con l'utilizzo di tecniche a concentrazione sia fotovoltaiche sia termodinamiche;
- lo sviluppo di strategie di controllo innovative che, sulla base sia delle previsioni meteorologiche sia dello stato dell'impianto, consentano di definire il giorno prima i profili di produzione per la riduzione degli impatti sulla rete di distribuzione;
- l'installazione di sistemi di accumulo distribuito alimentato da fonti energetiche rinnovabili;
- la caratterizzazione e l'analisi di sistemi solari termodinamici di piccola taglia;
- la caratterizzazione e l'analisi di sistemi solari fotovoltaici a concentrazione;
- la caratterizzazione e l'analisi di sistemi di accumulo elettrochimico ad alta temperatura;
- lo sviluppo di algoritmi di controllo per la gestione dinamica dei flussi di energia prodotta da sistemi fotovoltaici a concentrazione, integrati con batterie elettrochimiche;

- la valutazione degli effetti prodotti sulla rete di distribuzione dall'introduzione di sistemi di accumulo distribuito in presenza di una forte penetrazione di fonti energetiche rinnovabili non programmabili;
- la valutazione delle prestazioni delle batterie elettrochimiche ad alta temperatura nell'accumulo distribuito;
- la definizione di profili ottimali di carica e scarica delle batterie elettrochimiche ad alta temperatura.

Come ben noto, l'accumulo distribuito è considerato una delle componenti di sistema fondamentali per la realizzazione e la gestione delle reti intelligenti (*"Smart Grid"*) soprattutto in presenza di una forte penetrazione di generazione distribuita da fonte rinnovabile. Pertanto, la realizzazione di un impianto pilota caratterizzato dalla presenza di un sistema di accumulo distribuito e di un sistema di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile non programmabile ad elevate dinamiche di variazione della potenza prodotta (Fotovoltaico a Concentrazione), rappresenterà uno dei pochi esempi nazionali di micro-rete (micro-grid) alimentata da fonte rinnovabile con sistema di gestione e supervisione aperto e programmabile, ideale per lo sviluppo e lo studio di sistemi di controllo e monitoraggio delle future reti intelligenti. Inoltre, lo sviluppo e la sperimentazione di tali sistemi di gestione rappresenta ormai una necessità per i gestori della rete elettrica di distribuzione e, quindi, assume un'importanza notevole anche per lo sviluppo futuro delle fonti energetiche rinnovabili e per il raggiungimento degli obiettivi europei e nazionali definiti nel piano 20-20-20.

Fonti energetiche rinnovabili e reti di distribuzione

Le reti di distribuzione dell'energia elettrica hanno sino ad ora svolto la funzione di distribuire l'energia elettrica agli utenti finali, costituendo il raccordo fisico tra il sistema di produzione e trasmissione dell'energia elettrica ed il consumo. La rete di distribuzione è stata strutturata, progettata e gestita basandosi su una condizione fondamentale: l'unidirezionalità del flusso di energia (dalle centrali termoelettriche verso gli utenti finali).

Il rapido sviluppo della generazione distribuita ha sottoposto la rete di distribuzione ad una trasformazione del suo ruolo sistemico. Infatti, la rete di distribuzione assume, in presenza di generazione distribuita, la funzione prioritaria di distribuire l'energia prodotta localmente e, in taluni casi, di convogliare gli eccessi di produzione sulla rete di trasmissione nazionale. Tale fenomeno introduce nella rete di distribuzione effetti di tipo gestionale e di qualità nella fornitura del servizio che sono strettamente connessi alle caratteristiche dei profili temporali di immissione da parte della generazione distribuita.

Nel caso di generazione di energia elettrica da impianti fotovoltaici o mini-eolici, la variabilità nei profili di produzione determina nella rete di distribuzione dell'energia elettrica una variabilità dei

profili di tensione che richiede, ove possibile, azioni compensative da parte dell'ente gestore. In caso di assenza di tali azioni, si manifesta un peggioramento nella qualità del servizio.

Tale fenomeno, poco rilevante in presenza di reti di potenza prevalente (reti nelle quali la potenza fornita risulta essere prevalente rispetto alle potenze immesse localmente) assume invece un'importanza notevole sia da punto di vista gestionale sia in termini di qualità del servizio, nel caso di reti debolmente interconnesse e/o in presenza di fonti energetiche non programmabili, quali il vento e il sole, con potenze nominali cumulate superiori al 25% della potenza massima di carico della rete considerata.

La diffusione rapida e capillare di tipo intensivo ed estensivo di impianti di produzione da fonte rinnovabile ha fatto sì che, in molti contesti, i vincoli sopra descritti venissero raggiunti e superati. Tale criticità ha assunto nell'ultimo periodo una dimensione tale da determinare la modifica delle norme relative alla distribuzione prioritaria dell'energia da fonti rinnovabili. Infatti, in caso di sbilanciamenti energetici ed instabilità della rete, l'ente gestore è autorizzato a distaccare la sorgente di disturbo ed a riconoscere al produttore la mancata produzione. Tale fenomeno si è manifestato inizialmente sui sistemi di trasmissione dell'energia, a causa dell'installazione di grossi impianti eolici, ed ora si sta riproponendo, su scala inferiore, nelle reti di distribuzione di media tensione per gli impianti fotovoltaici. Il quinto conto energia, relativamente agli impianti fotovoltaici ha introdotto specifiche per il distacco degli impianti. Dal 1° gennaio 2013 è prevista l'obbligatorietà di utilizzo per i nuovi impianti fotovoltaici di sistemi di interfacciamento alla rete distaccabili su comando remoto.

Ovviamente gli impianti installati precedentemente continueranno a svolgere un'azione di "disturbo" sul sistema di distribuzione se permarranno le attuali modalità di gestione dei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica.

Appare evidente che il ricorso all'azione di distacco dalla rete degli impianti di produzione da fonte rinnovabile deve essere considerata una soluzione limite a cui porre rimedio mediante due soluzioni: il rinforzo della rete di distribuzione e/o trasmissione e l'incremento della quota di accumulo energetico, soprattutto di tipo distribuito.

Sulla base di tale premessa ed analisi di contesto, è stato sviluppato il progetto sperimentale in esame. In particolare, si prevede la realizzazione di un impianto solare termodinamico da 600 kWe provvisto di una sezione di accumulo termico da 14,6 MWh_t, integrato con un impianto solare fotovoltaico a concentrazione da 400 kW_p, con un sistema di accumulo elettrochimico ad alta temperatura con batterie Solfuro di Sodio (NaS) o Sodio Cloruri di Nichel (NaNiCl₂) di capacità pari a 430 kWh.

Nello specifico, la presente relazione tecnica illustra la struttura generale dell'impianto, le caratteristiche dei principali componenti e la struttura e le specifiche essenziali del sistema di controllo.

Descrizione generale del sistema energetico integrato

Il sistema energetico in oggetto prevede la realizzazione di un sistema integrato costituito da tre sottosistemi: un impianto solare termodinamico (ST) da 600 kWe nominali e 575 kWe netti con sistema di accumulo termico di 14,6 MWht; un impianto fotovoltaico a concentrazione (CPV) di potenza pari a 400 kWp; un sistema di accumulo elettrochimico (ESS) di capacità pari a 430 kWhe.

L'impianto solare termodinamico presenta un sistema di accumulo termico che garantisce un'autonomia di circa 5 ore, corrispondente ad una produzione complessiva di energia elettrica associata al sistema di accumulo termico pari a circa 3 MWhe. Il sistema di conversione dell'energia termica in energia meccanica è realizzato con un impianto a ciclo Rankine percorso da fluido organico (ORC) e la successiva conversione in energia elettrica avviene con un generatore elettrico di tipo asincrono.

La struttura impiantistica è caratterizzata da un sistema di generazione elettrico che “*segue*” quello termomeccanico e consente la modulazione di potenza elettrica mediante la regolazione delle portate del fluido termovettore in ingresso al sistema ORC.

Pertanto, la produzione di energia elettrica è regolata mediante la portata del fluido termovettore che risulta dipendente dalle condizioni di irraggiamento e dall'entità dell'accumulo energetico realizzato; le dinamiche di produzione sono strettamente connesse alla struttura impiantistica del sistema di conversione ORC. Sulla base dei dati disponibili in letteratura tecnica, i gradienti di potenza elettrica massimi realizzabili sono dell'ordine di 3kW/s.

Il sistema fotovoltaico, convertendo direttamente l'energia radiante in energia elettrica, presenta delle dinamiche notevolmente più rapide che permettono di replicare fedelmente in termini elettrici le variazioni di irraggiamento incidenti sulla superficie del pannello. Pertanto, le dinamiche di variazione della potenza sono strettamente connesse alle dinamiche di variazione dell'irraggiamento solare e costituiscono l'elemento di variabilità del sistema. In termini di controllo dei flussi di produzione dell'energia elettrica e di gestione dei profili di tensione, l'impianto CPV rappresenta la variabile di disturbo del sistema elettrico in oggetto.

Le batterie elettrochimiche e, in particolare, le batterie ad alta temperatura quali solfuro di sodio (NaS) e sodio cloruri di nichel (NaNiCl_2), sono caratterizzate, in fase di scarica, da elevatissime risposte dinamiche che possono raggiungere valori dell'ordine 100 MW/s. Nel caso di loro utilizzo

per applicazioni di power quality, il sistema complessivo (batteria, inverter, sistema di isolamento, sistema di gestione e controllo della carica e scarica) può raggiungere prestazioni dinamiche di 2 MW/s, pertanto questi sistemi risultano particolarmente idonei per la compensazione dei disturbi nelle reti di distribuzione. Tuttavia, essi presentano una vita operativa ed un numero di cicli di vita strettamente correlati al loro utilizzo e, in particolare, alla profondità media di scarica (DOD).

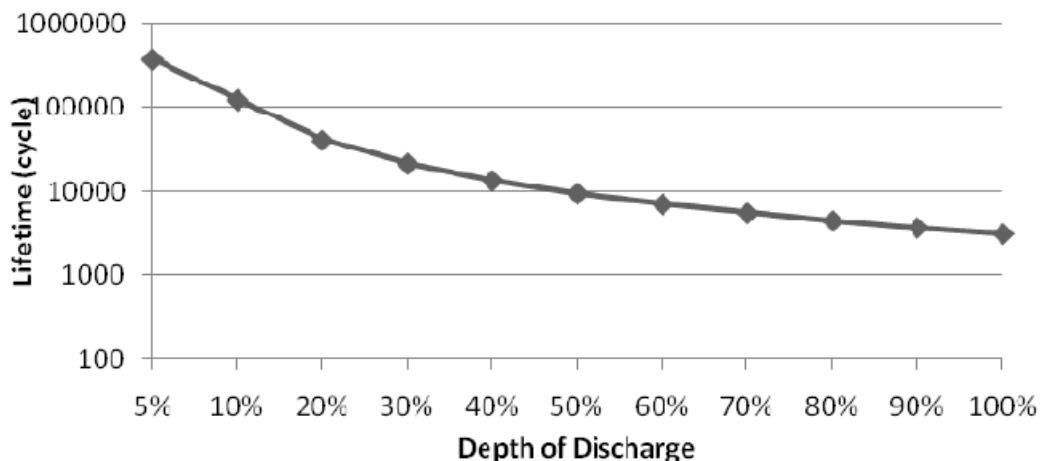


Figura 1: Dipendenza della vita media delle batterie NaS dal DOD

Inoltre, tali tipologie di batteria hanno la possibilità di essere sovraccaricate, in fase di scarica e per brevi periodi tempo, a valori di potenza che in certi casi possono raggiungere il 500% della potenza di esercizio nominale.

Da quanto sopra riportato si evince che il sistema proposto è caratterizzato dalla presenza di sistemi di accumulo che presentano una complementarietà di funzionamento; infatti, il sistema di accumulo termico, grazie all'accoppiamento con la turbina ORC, permette di fornire valori di potenza pari a quella netta del sistema termodinamico, più elevati della potenza di esercizio della batteria, e sostenerli per periodi di tempo relativamente lunghi senza risentire degli effetti di carica e scarica. D'altra parte, esso non consente di rispondere efficacemente ai requisiti dinamici richiesti dal sistema elettrico. Invece, il sistema di accumulo elettrochimico scelto permette di rispondere in tempi rapidissimi alle richieste, consentendo, durante le fasi di scarica, un sovraccarico in potenza che può raggiungere, a seconda della tipologia di batteria ad alta temperatura utilizzata, valori sino al 500% della potenza nominale di esercizio, come riportato in Figura 2, per archi temporali progressivamente decrescenti e con DOD che dipendono dal tempo di applicazione del livello di potenza desiderata.

Sulla base di tali considerazioni, si è provveduto ad individuare quali debbano essere le caratteristiche principali del sistema di controllo e del sistema di accumulo elettrochimico in maniera tale da rispettare i seguenti vincoli:

- la profondità di scarica DOD della batteria ad alta temperatura non deve superare l'80%.
- il sistema solare termodinamico in condizioni di cielo sereno (clear sky conditions, corrispondente a meno di 1 Okta nella scala della nuvolosità) deve garantire, a regime raggiunto, la generazione di un profilo di produzione di base pari ad almeno il 50% del profilo di produzione impostato in uscita;
- il profilo di potenza attiva immessa in rete non deve discostarsi, in condizioni di cielo sereno (clear sky conditions, corrispondente a meno di 1 Okta nella scala della nuvolosità), di una percentuale superiore al $\pm 10\%$ del profilo orario impostato;
- i profili di produzione devono consentire di realizzare una massimizzazione della produzione nelle ore appartenenti alla fascia oraria F1 e consentire l'erogazione di un servizio di riserva per una potenza massima pari a 200 kWe per un periodo di tempo pari a 30 minuti;
- il sistema di accumulo elettrochimico deve essere in grado di compensare, in caso di cielo parzialmente nuvoloso (corrispondente a meno di 4 Okta nella scala della nuvolosità), le variazioni di produzione prodotte dall'impianto fotovoltaico a concentrazione causate dalla presenza di variazioni repentine di irraggiamento. In questo caso, il controllo deve prioritariamente minimizzare le fluttuazioni prodotte dal fotovoltaico a concentrazione, garantendo una variazione del profilo orario di produzione impostato per il sistema fotovoltaico + batteria inferiore al $\pm 10\%$.

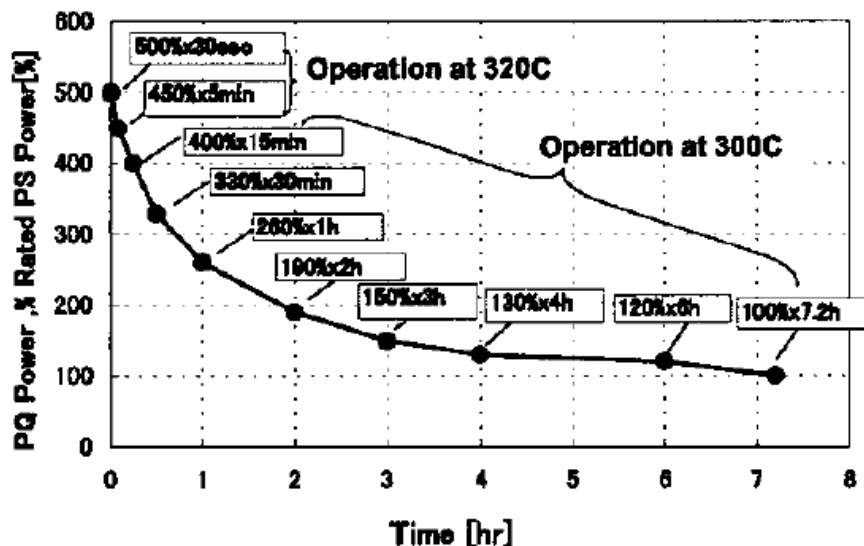


Figura 2: Livelli di potenza erogabile da una batteria NaS e tempi ammissibili

Da quanto sopra esposto si evince che il sistema di accumulo elettrochimico e termico devono svolgere contemporaneamente sia la funzione di compensazione delle fluttuazioni di potenza dovute ai sistemi fotovoltaici, sia la regolazione dei profili di potenza. Le esperienze maturate nel

settore eolico consentono di affermare che tali condizioni sono realizzabili, per profili di potenza caratterizzati da oscillazioni del 4%, con valori di potenza del sistema di accumulo dell'ordine del 60%. Nel caso in esame, la potenza di esercizio del sistema di accumulo (batteria più accumulo termico) risulta pari a 600 kWe, il che consente di realizzare una capacità di gestione di profili di potenza associati a fonti energetiche rinnovabili non programmabili dell'ordine di 1000 kWe.

Pertanto, il sistema di accumulo proposto, sulla base di attività sperimentali già sviluppate in Giappone dal 2009 e riportate in letteratura, presenta caratteristiche dimensionali e specifiche, relative alla variazione del profilo di immissione, al di sopra di quelle potenzialmente realizzabili e che saranno oggetto delle attività di ricerca futura.

A titolo informativo si riportano, in Figura 3, i risultati sperimentali ottenuti in Giappone per la regolazione di profili di potenza di un parco eolico di 51 MW. La curva rossa rappresenta il profilo di potenza immessa in rete, la curva azzurra la potenza prodotta dal parco eolico e la curva viola l'azione di compensazione sviluppata dal sistema di accumulo elettrochimico. In questo caso particolare è stata utilizzata una batteria ad alta temperatura di tipo NaS.

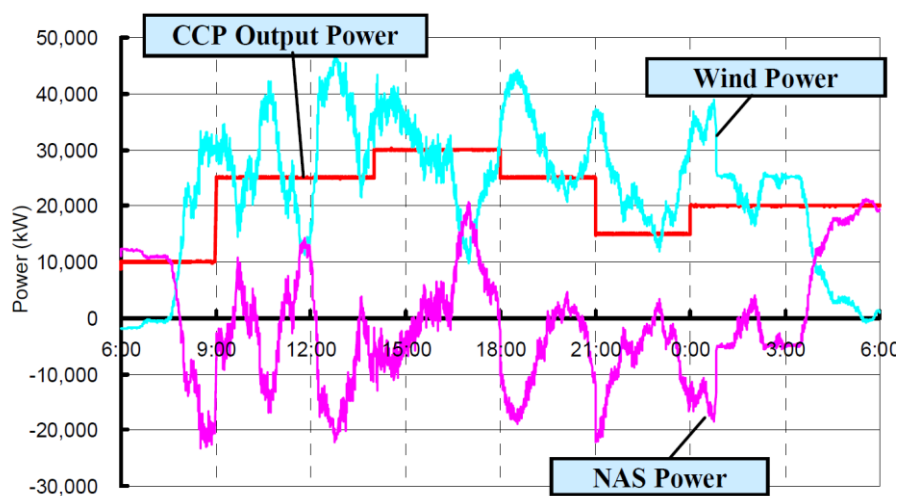


Figura 3: Profilo di produzione registrato il 5 aprile 2009 nel parco eolico giapponese

Il carattere innovativo dell'attività da sviluppare nell'impianto di Ottana è rappresentato dalla sostituzione di parte del sistema di accumulo energetico elettrochimico con il sistema termodinamico (ST).

Il sistema elettrochimico è destinato a svolgere nel caso in esame esclusivamente l'azione di compensazione delle fluttuazioni prodotte dal sistema integrato. Tale configurazione permette di minimizzare la dimensione e il numero complessivo delle batterie e, quindi, di ridurre i costi di installazione e sostituzione ad esso associati.

Descrizione e requisiti del sistema di supervisione e controllo

Data la molteplicità delle sorgenti di energia elettrica presenti nell'impianto, sarà necessario sviluppare un sistema di supervisione e controllo che sia in grado di coordinare e gestire i flussi di energia elettrica da e verso la rete di distribuzione, ripartendoli opportunamente fra le diverse unità costituenti l'impianto integrato. In particolare, una rappresentazione di massima del suddetto sistema è riportata in Figura 4, nella quale è possibile distinguere i seguenti livelli:

- un primo livello (I), nel quale si definisce con un giorno di anticipo il profilo di produzione dell'impianto integrato e delle singole unità produttrici, basandosi su criteri tecnico-economici e sulle previsioni meteorologiche del sito;
- un secondo livello (II), in corrispondenza del quale si aggiornano in tempo reale i profili di produzione sintetizzati il giorno prima: ciò è reso necessario dalle eventuali variazioni della produzione dell'impianto dovute agli errori di previsione sulle condizioni meteorologiche, guasti e/o malfunzionamenti di alcuni componenti dell'impianto, necessità improvvise del gestore della rete elettrica, etc.;
- un terzo livello (III), costituito dai sistemi di controllo delle singole unità (ST, CPV, ESS), i quali potranno operare indipendentemente l'uno dell'altro, in quanto il loro coordinamento sarà gestito direttamente dal II livello.

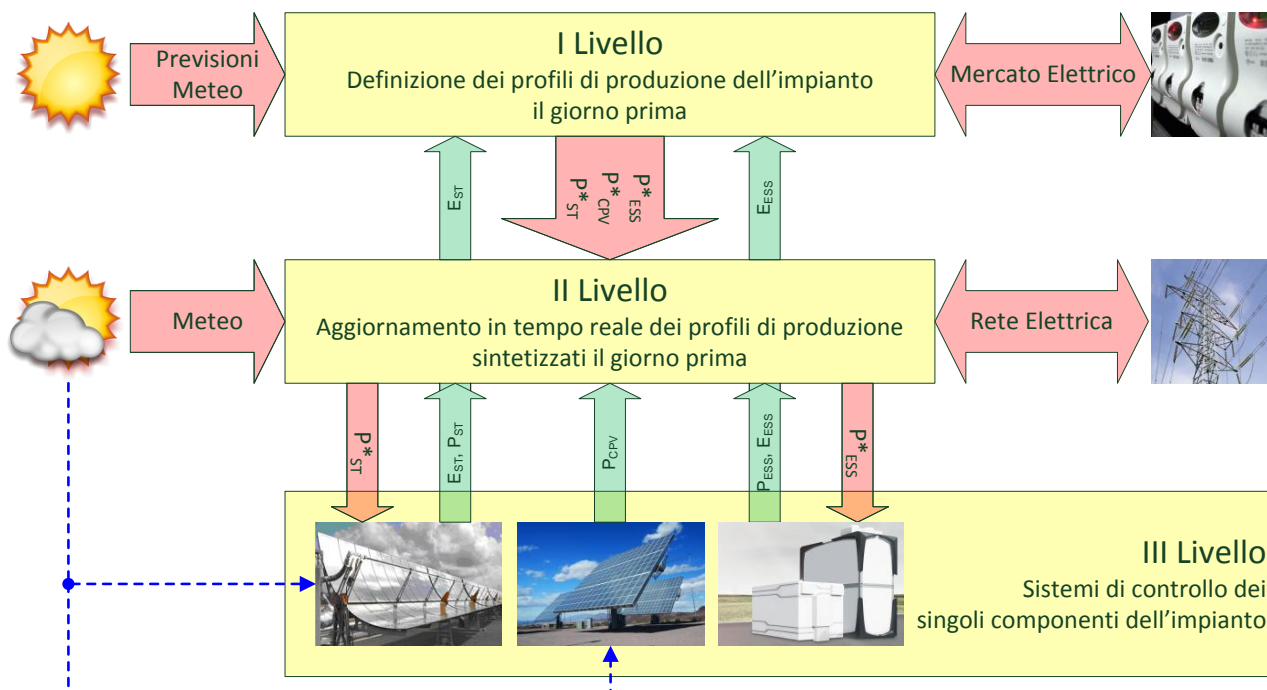


Figura 4: Schema di principio del sistema di supervisione e controllo dell'impianto sperimentale di produzione di energia elettrica di Ottana

In aggiunta, il sistema di supervisione e controllo dovrà monitorare il funzionamento delle singole unità dell'impianto allo scopo di verificarne il funzionamento nel rispetto dei vincoli operativi e di sicurezza. Pertanto, esso dovrà avvalersi dei seguenti segnali:

- condizioni meteorologiche (irraggiamento, velocità del vento, etc.);
- livelli di produzione delle singole unità dell'impianto;
- livelli di energia dei sistemi di accumulo termico ed elettrochimico;
- segnalazioni di guasto e/o di funzionamento anomalo delle singole unità.

I Livello – Definizione dei profili di produzione dell'impianto il giorno prima

Il I livello del sistema di supervisione e controllo dovrà sintetizzare i profili di produzione complessivi dell'impianto integrato con un giorno di anticipo sulla base delle previsioni meteorologiche del sito, delle quantità di energia immagazzinate nei sistemi di accumulo termico ed elettrico, nonché delle caratteristiche dinamiche di ciascuna unità (ST, CPV, ESS). In particolare, i dati relativi alle previsioni meteorologiche dovranno essere acquisiti secondo le modalità riportate di seguito.

Sistema di previsione meteorologico locale

Obiettivo del sistema di previsione meteorologico locale è quello di effettuare la previsione, con almeno 24 ore di anticipo, della produzione energetica di un impianto fotovoltaico a concentrazione e di un impianto solare termodinamico. In questo caso, il parametro più

importante che influenza la produzione energetica è la quantità di radiazione solare ricevuta per unità di superficie disposta perpendicolarmente ai raggi solari, chiamata Irradianza Normale Diretta (DNI). Tale parametro è chiaramente modulato dalle condizioni dell'atmosfera che si frappone fra il sole e l'impianto di produzione a causa della presenza di nubi di vario spessore ottico e di particelle di aerosol.

La previsione della irradianza solare da parte di un modello meteorologico può essere fatta al giorno d'oggi con un certo grado di accuratezza perché i modelli meteorologici utilizzano delle sofisticate parametrizzazioni per la simulazione dei processi di trasferimento radiativo che avvengono in atmosfera.

Il meccanismo di attenuazione più importante avviene per effetto delle nubi che possono essere descritte in modo più accurato passando dai modelli meteorologici idrostatici (a scala globale) a quelli non idrostatici (a scala regionale).

In ogni caso, le previsioni per la DNI sviluppate da un modello meteorologico sono affette:

- da una generale sovrastima (bias) dovuta al fatto che il contributo all'attenuazione dovuto a polveri, aerosol e ad altre specie gassose minori non è ben descritto dalla parametrizzazione del trasferimento radiativo;
- da una mancanza di rappresentatività delle previsioni alle scale dell'impianto (ordine di centinaia di metri) rispetto a quelle del modello (ordine dei km).

Per poter valutare gli errori di stima dovuti all'utilizzo del modello previsionale, si utilizzano come parametri di valutazione l'errore medio di bias, indicato in letteratura con l'acronimo MBE, e l'errore quadratico medio, indicato in letteratura con l'acronimo RMSE. Il valore è normalizzato rispetto al valore medio di irraggiamento misurato al suolo nel periodo considerato.

Per poter valutare l'entità di tali errori (ε_i) si utilizza il confronto tra il valore previsto (x_f) e il valore misurato (x_m) nell'istante di previsione.

Il valore dell'errore medio di bias (ε_{bias}) è determinato tramite la relazione di seguito riportata.

$$\varepsilon_{bias} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \varepsilon_i$$

L'errore quadratico medio viene invece valutato facendo riferimento alla relazione:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \varepsilon_i^2}$$

Gli errori sono stimati facendo riferimento ai valori medi orari. I valori notturni sono esclusi dalla valutazione.

Per minimizzare questi errori sistematici si ricorre a dei sistemi combinati di previsione in cui si utilizzano le previsioni, ottenute in base a modelli meteorologici, in congiunzione con tecniche di post-processing statistico che utilizzino anche dati misurati in situ. Lo scopo è quello di minimizzare l'errore della procedura nel periodo che precede la previsione vera e propria, durante il quale si dispone di dati per la sua verifica, e di riutilizzare questi parametri statistici "ottimali" per il periodo di previsione.

La procedura richiesta è costituita nel dettaglio dai seguenti blocchi operativi:

- Implementazione delle procedure di collezionamento in tempo reale dei dati provenienti dalla stazione meteorologica ubicata presso l'impianto. I parametri misurati che influenzano in misura più o meno diretta l'efficienza dell'impianto sono: oltre la già citata DNI, la Global Normal Irradiance (GNI), la Global Horizontal Irradiance (GHI), la Diffuse Horizontal Irradiance (DHI), la Temperatura a 2 metri (T2m), la Pressione Superficiale (SP), l'Umidità Relativa a 2 metri (RH2), la velocità e la direzione del vento e quindi le sue componenti orizzontali a 10 metri (U10,V10).
- Implementazione delle procedure di collezionamento in tempo reale, da opportuno provider di dati meteorologici, delle previsioni meteorologiche per i 4 punti della griglia del modello più vicini alla posizione dell'impianto, per tutti i parametri misurati in situ di cui al punto precedente. In generale gli schemi di trasferimento radiativo dei modelli meteorologici non forniscono direttamente la previsione della DNI. In tal caso si dovranno individuare, in funzione del modello meteorologico utilizzato dal provider dei dati meteo, gli opportuni parametri che fungono da proxy per la DNI, per esempio, oltre chiaramente alla GHI, la stima del contenuto di vapor d'acqua, lo spessore ottico degli aerosol ed il contenuto di ozono.
- Implementazione di almeno una procedura di post-processing basata sull'algoritmo "*Filtro di Kalman*" (KF) che, utilizzando le previsioni del modello meteorologico e degli eventuali proxy di cui al punto precedente, sia in grado di fornire una previsione con bias minimo di tutti i parametri misurati dalla stazione meteo: DNI, GHI, GNI, DHI, T2m, SP, RH2, U10, V10. Questa procedura di fitting lineare, ottimale, adattiva e veloce da un punto di vista computazionale è in grado di produrre un miglioramento della qualità della previsione del modello meteorologico mediante la riduzione dei suoi errori sistematici, anche variabili nel tempo. Come dice il suo stesso nome, KF si comporta come un filtro che, in particolare, sopprime le componenti ad alta frequenza.
- Implementazione di una procedura di calcolo in tempo reale degli indicatori statistici della qualità della procedura di previsione della potenza prodotta dall'impianto mediante confronto con i dati di produzione effettiva. Tale procedura deve consentire la regolazione

fine dei parametri e delle modalità operative della procedura di post-processing di cui al punto precedente.

Il software sviluppato dovrà garantire i seguenti requisiti minimi:

Errore massimo sulla previsione della DNI (RMSE) in condizioni di cielo sereno nel periodo considerato (clear sky conditions, corrispondente a meno di 1 Okta nella scala della nuvolosità)	Minore o uguale in valore assoluto al 30%
Errore massimo sulla previsione della DNI (ϵ_{bias}) in condizioni di cielo sereno nel periodo considerato (clear sky conditions, corrispondente a meno di 1 Okta nella scala della nuvolosità)	Minore o uguale in valore assoluto al 20%

Il collaudo dovrà prevedere una valutazione delle prestazioni dell'algoritmo di previsione almeno su base stagionale (primavera, autunno, estate, inverno).

Si prevede che per l'implementazione del SW saranno necessarie le seguenti attrezzature informatiche:

- un PC multicore di ultima generazione con HD da 1 TB (duplicato in raid)
- sistema operativo Linux e compilatori gnu fortran90 e cc
- accesso al database dei dati meteorologici.

Inoltre dovrà essere presente in situ una stazione meteo dotata di sensori per la misura della radiazione solare normale diretta (DNI), della radiazione solare globale normale (GNI) e orizzontale (GHI), della componente diffusa orizzontale (DHI), della temperatura ambiente, dell'umidità relativa, della pressione atmosferica, della direzione e della velocità del vento.

In particolare, la stazione dovrà essere composta da un apposito palo su cui andrà installato il dispositivo per l'inseguimento solare (tracker). Quest'ultimo dovrà essere dotato di apposite piastre e supporti per l'installazione contemporanea di due pireliometri e di tre piranometri per la misura della GNI, della GHI e della DHI, rispettivamente. La misura della DHI dovrà essere effettuata installando sul tracker un sistema con sfere per l'ombreggiamento (Shading Ball Assembly) del piranometro predisposto per tale misura.

Sul palo andranno inoltre installati i sensori per la misura delle altre grandezze meteorologiche, quali la temperatura ambiente, umidità relativa, pressione ambiente, direzione e velocità del

vento. Infine, dovrà essere montato sul palo il sistema di acquisizione dati (DAQ), posto entro contenitore con grado di protezione IP adeguato per installazioni esterne.

Lay-out della stazione meteo e caratteristiche tecniche

I principali componenti della centrale meteo sono:

- n. 2 pireliometri per la misura della DNI di classe “First Class” (secondo quanto previsto dalla normativa ISO9060:1990(E) e dalla “World Meteorological Organisation Guide 6th Edition”);
- n. 3 piranometri per la misura della GNI, GHI e DHI, di classe “Secondary Standard” (secondo quanto previsto dalla normativa ISO9060:1990(E) e dalla “World Meteorological Organisation Guide 6th Edition”);
- n. 1 sensore per la misura della temperatura ambiente;
- n. 1 sensore per la misura dell’umidità relativa;
- n. 1 sensore per la misura della pressione atmosferica;
- n. 1 sensore per la misura della velocità del vento;
- n. 1 sensore per la misura della direzione del vento;
- palo o supporto di sostegno;
- Tracker e appositi piastre e supporti per installazione dei sensori di radiazione solare;
- Shading Ball Assembly;
- Data-Logger dotato di apposito contenitore con adeguato di protezione IP per installazioni in ambiente esterno;
- Cavi, cavidotti sia di potenza sia di segnale;
- Sistema di comunicazione verso il sistema remoto di controllo ed elaborazione dati.

Le caratteristiche principali del sistema di misura sono elencate nel disciplinare tecnico impianti di controllo per la sperimentazione.

Tutti i sensori devono essere comprensivi di elettronica di condizionamento e amplificazione del segnale di uscita e dovranno prevedere sistemi di conversione idonei alla trasmissione delle informazioni secondo il protocollo di comunicazione adottato nell’impianto.

Le informazioni previsionali di tipo meteorologico saranno opportunamente elaborate al fine di determinare la producibilità teorica sia dell’impianto solare termodinamico (ST), sia di quello solare a concentrazione (CPV) con un giorno di anticipo.

Inoltre, la conoscenza delle condizioni metereologiche locali permetterà di definire le procedure operative dell’impianto differenziando la tipologia di controllo a seconda delle previsioni relative alla scala di nuvolosità locale. Pertanto, il sistema di previsione dovrà definire con un giorno di anticipo

quale sarà la scala prevalente di nuvolosità nelle ore di massima produttività, permettendo di classificare le giornate in:

- Cielo sereno (meno di 1 Okta nella scala della nuvolosità)
- Cielo parzialmente nuvoloso (meno di 4 Okta nella scala della nuvolosità)
- Cielo nuvoloso (superiore a 4 Okta nella scala della nuvolosità)

La caratterizzazione di primo livello permetterà di definire le modalità operative dell'impianto e la definizione della producibilità e dei relativi profili di produzione orari.

Nel caso in cui le previsioni al giorno prima evidenzino condizioni locali **di cielo sereno**, l'algoritmo di controllo di primo livello dovrà, sulla base delle indicazioni previsionali:

- stimare la producibilità dell'impianto;
- acquisire lo stato energetico delle batterie e del sistema di accumulo termico del sistema solare termodinamico a conclusione del ciclo di produzione del giorno di elaborazione delle stime;
- individuare la capacità energetica di sicurezza del sistema di accumulo elettrochimico e termico per la compensazione degli errori previsionali;
- definire la famiglia di profili orari di produzione di energia elettrica dell'intero impianto solare;
- definire per ciascuno di essi i profili orari di gestione del sistema di accumulo termico ed elettrochimico per la realizzazione del profilo di produzione desiderato.

Nel caso in cui le previsioni al giorno prima evidenzino condizioni locali **di cielo parzialmente nuvoloso**, l'algoritmo di controllo dovrà, sulla base delle indicazioni previsionali della DNI, stimare la producibilità degli impianti di generazione e valutare, sulla base di queste, la modalità operativa del sistema termodinamico e fotovoltaico a concentrazione, prevedendo una traslazione temporale del profilo di produzione del solare termodinamico affinché consenta la ricarica della batteria successivamente alla fase di compensazione del fotovoltaico a concentrazione.

Le modalità operative prevedono, sulla base delle indicazioni previsionali della DNI, di:

- stimare la producibilità dell'impianto;
- acquisire lo stato energetico delle batterie e del sistema di accumulo termico del solare termodinamico a conclusione del ciclo di produzione del giorno di elaborazione delle stime;
- massimizzare la capacità energetica di sicurezza del sistema di accumulo elettrochimico per la compensazione degli errori previsionali e definire la profondità di scarica attesa;
- definire l'entità dell'immagazzinamento di energia termica dell'impianto solare termodinamico per l'erogazione a potenza costante a conclusione del periodo di irraggiamento utile (valore inferiore al 40% dell'irraggiamento massimo tipico mensile in condizioni di cielo sereno) dedicata al ripristino dello stato di carica della batteria;
- definire i profili di produzione dell'impianto sulla base della producibilità attesa e della

capacità della batteria, tenendo conto, nella definizione dei profili orari, della compensazione in scarica dovuta agli errori previsionali e alle fluttuazioni di producibilità del fotovoltaico a concentrazione.

Nel caso in cui le previsioni al giorno prima evidenzino condizioni locali **di cielo nuvoloso**, l'algoritmo di controllo dovrà, sulla base delle indicazioni previsionali della DNI, stimare la producibilità dell'impianto e valutare, sulla base di queste, la modalità operativa del sistema termodinamico e utilizzare la batteria elettrochimica prevalentemente in assorbimento a compensazione del fotovoltaico a concentrazione.

Le modalità operative prevedono, sulla base delle indicazioni previsionali della DNI, di:

- stimare la producibilità dell'impianto;
- acquisire lo stato energetico delle batterie e del sistema di accumulo termico del solare termodinamico a conclusione del ciclo di produzione del giorno di elaborazione delle stime;
- definire il profilo di produzione minimo dell'impianto fotovoltaico combinato con la batteria elettrochimica;
- utilizzare il sistema di accumulo elettrochimico per l'assorbimento dell'energia prodotta dal fotovoltaico a concentrazione e/o erogazione a compensazione degli errori previsionali;
- definire le condizioni di irraggiamento e producibilità minima per la messa in stand-by della batteria.

Si evidenzia che, nota l'energia immagazzinata nei sistemi di accumulo termico (EST) ed elettrochimico (ESS) all'inizio della giornata in corso, sarà necessario stimare i livelli di energia immagazzinata nei suddetti sistemi di accumulo all'inizio del giorno successivo: ciò dovrà essere effettuato nell'ipotesi in cui i profili di produzione del giorno corrente non varino rispetto a quelli attesi, tenendo inoltre conto dei seguenti fattori:

- stato di carica dei sistemi di accumulo
- autoscarica
- rendimento
- perdite di sistema
- errore previsionale dei dati meteorologici
- caratteristiche meteorologiche della giornata (giornata con cielo sereno, nuvoloso, coperta)

In conclusione, una volta effettuate le suddette elaborazioni di individuazione delle condizioni tecniche realizzabili, il livello I ha il compito di sintetizzare il profilo definitivo di produzione dell'impianto basandosi su criteri di natura tecnico-economica: il software di supervisione dovrà garantire un'adeguata flessibilità ed interattività, ossia la possibilità di selezionare differenti strategie di ottimizzazione, le quali dovranno essere definite di concerto con l'esercente

dell'impianto. Queste ultime dovranno in ogni caso garantire il rispetto dei vincoli operativi dei singoli componenti e la sicurezza degli operatori e dell'impianto. Inoltre, dato che l'unità CPV non è dotata di un sistema di accumulo interno (a differenza dell'unità ST), la sua produzione di energia dovrà essere opportunamente supportata dall'erogazione e dall'assorbimento di energia dell'unità ESS in modo da soddisfare i criteri sopra esposti, garantendo, al tempo stesso, la migliore soluzione in termini di gestione e utilizzo dell'energia complessivamente prodotta dall'impianto integrato. In sintesi si riporta in Figura 5 lo schema a blocchi che dovrà essere implementato dal I livello.

Figura 5: Schema di elaborazione del profilo di immissione dell'energia elettrica in rete

Il Livello – Aggiornamento in tempo reale dei profili di produzione

Il II livello del sistema di supervisione e controllo dovrà aggiornare i profili di produzione dell'impianto integrato sulla base delle misure effettuate, quali:

- previsioni meteorologiche del sito aggiornate ogni ora;
- quantità di energia immagazzinata nei sistemi di accumulo termico ed elettrico;
- profili di produzione delle singole unità;
- eventuali guasti e/o anomalie di funzionamento delle singole unità dell'impianto;
- misure di potenza, corrente, tensione e stato di carica della batteria;
- misure di potenza e corrente e tensione in uscita dal campo CPV;
- misure di portata e temperatura del fluido termo-vettore in ingresso alla turbina ORC;
- misure di potenza e corrente e tensione in uscita dal generatore asincrono dell'impianto Solare Termodinamico.

Tali informazioni verranno fornite, ove disponibili, dai sistemi ORC, CPV e ESS. In assenza di dati disponibili o in presenza di misure non conformi alle specifiche per la realizzazione del controllo, si dovrà provvedere all'integrazione mediante l'impiego di adeguati sistemi di misura e acquisizione. Considerate le differenti dinamiche dei sistemi elettrici e termici, le specifiche di campionamento dei sistemi di misura presenteranno i seguenti valori minimi:

- frequenza di campionamento delle grandezze elettriche: minimo 1 kHz
- frequenze di campionamento delle grandezze meccaniche: minimo 20 Hz

Lo schema di controllo "*real time*" consiste in due azioni principali. La prima azione è quella di aggiornare i profili di riferimento relativi all'unità ST (P^*_{ST}) e all'intero di impianto (P^*_{TOT}) rispettivamente ogni ora e ogni 5 minuti. I profili così sintetizzati, unitamente alle misure di potenza

istantanea di tutte le singole unità (P_{CPV} , P_{ESS} , P_{ST}), dovranno essere utilizzati per determinare il profilo di carica e scarica della batteria (P^*_{ESS}).

La seconda azione consiste nella reiezione dei disturbi e nella compensazione degli errori previsionali. Ciò sarà realizzato generando un termine da sommare al profilo di riferimento della batteria mediante un opportuno anello esterno di retroazione della potenza in uscita dall'intero impianto (P_{TOT}); in particolare, a tale scopo verrà utilizzato un regolatore PI o equivalente, i cui parametri dovranno essere impostati in base alle caratteristiche dinamiche effettive del sistema in modo tale da garantirne la stabilità in tutte le condizioni di funzionamento. Inoltre, esso dovrà essere dotato di opportuni sistemi di saturazione che tengano conto dei limiti funzionali della batteria. Lo schema di controllo proposto è riportato nella Figura 6.

Il sistema di controllo deve garantire, entro i limiti di potenza della batteria, il raggiungimento del riferimento di potenza in un tempo massimo di 1 secondo in tutte le condizioni di funzionamento presenti nelle giornate classificate di cielo sereno (clear sky conditions, corrispondente a meno di 1 Okta nella scala della nuvolosità). La verifica in accettazione delle prestazioni dinamiche del sistema di controllo potrà essere effettuata imponendo un riferimento di potenza pari alla potenza nominale della batterie e disconnettendo sia il sistema CPV sia il sistema ST e rilevando i tempi di raggiungimento dell'errore nullo sul comparatore tra la potenza di riferimento e la potenza misurata.

Tale struttura di controllo "*real time*" verrà utilizzata in tutte le condizioni di funzionamento. L'analisi dello schema di controllo evidenzia l'importanza della qualità di misura della potenza. In particolare, dovranno essere implementati algoritmi di misura della potenza istantanea definiti secondo il modello utilizzante la trasformata di Park, allo scopo di poter sviluppare un sistema di controllo della potenza istantanea compatibile con le frequenze di campionamento, le dinamiche della batteria e del sistema fotovoltaico a concentrazione.

Il sistema di misura della corrente e della tensione relativo ai diversi sottosistemi energetici (fotovoltaico a concentrazione, batteria, generatore asincrono solare termodinamico e uscita impianto di produzione) dovrà essere caratterizzato da specifiche di accuratezza e linearità riportati indicativamente nel disciplinare tecnico impianti di controllo per la sperimentazione.

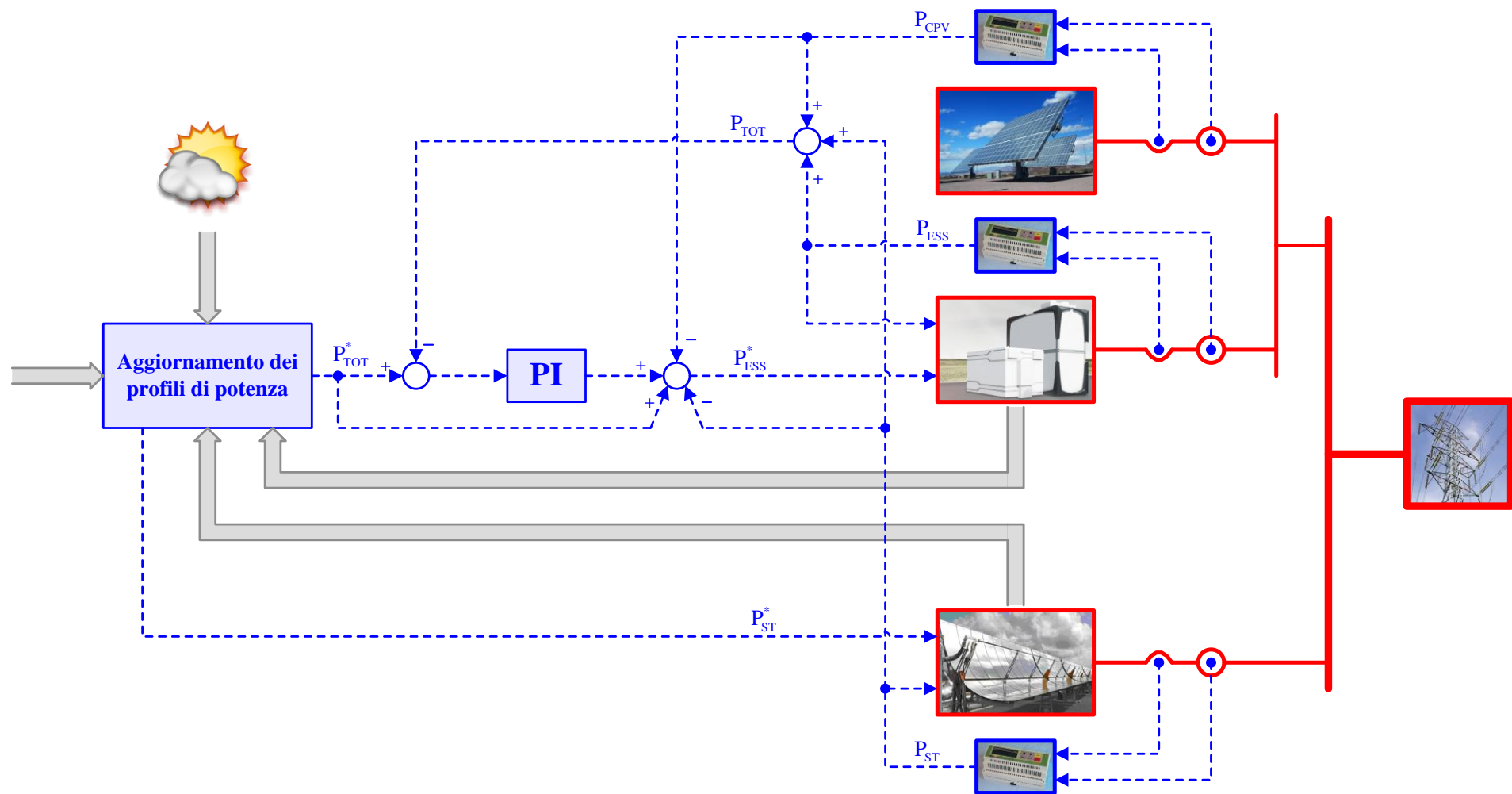


Figura 6: Schema di controllo dell'impianto sperimentale di produzione di energia elettrica di Ottana.

Sistema di controllo dell'impianto solare termodinamico

Il sistema di controllo dell'impianto solare termodinamico è caratterizzato da costanti di tempo notevolmente superiori rispetto a quelle relative a CPV e ESS. La funzione del sistema di controllo è quella di garantire che i flussi di energia elettrica prodotti siano tali da conseguire il profilo di potenza complessivo.

In questo caso, la variabile di controllo della potenza è strettamente connessa alla portata di fluido termovettore in ingresso alla turbina ORC. Tale grandezza dipende, oltre che dalle condizioni di irraggiamento del campo solare, anche dallo stato del sistema di accumulo termico, il quale consente, tramite l'utilizzo di una valvola di controllo e di una pompa di ricircolo, di modulare la portata in ingresso alla turbina, introducendo un grado di libertà nella definizione del flusso di potenza termica in ingresso alla turbina. Tale grado di libertà è vincolato al livello di accumulo del serbatoio. Pertanto, l'azione di controllo della portata in ingresso dovrà tener conto dello stato di irraggiamento presente, di quello atteso e previsto dal sistema meteorologico e dello stato del sistema di accumulo termico.

Queste informazioni permetteranno di aggiornare il profilo di potenza desiderato in uscita dall'impianto solare termodinamico con una frequenza temporale di almeno 1 ora. Il sistema termodinamico opera l'attuazione del proprio profilo di potenza con gradienti che dovranno essere compatibili con l'azione compensante dei transitori da parte del sistema di accumulo elettrochimico. Infatti, gli errori tra la potenza totale in uscita e la potenza totale desiderata verranno transitoriamente compensati dalla batteria grazie allo schema di controllo riportato in Figura 6.

Il sistema di gestione della potenza dell'impianto ST deve garantire, in caso di necessità ed a fine giornata, un'erogazione di potenza elettrica sufficiente al ripristino dello stato di carica della batteria ad una quota minima pari al 90%.

Considerate le finalità di ricerca, il software dovrà essere fornito con un codice accessibile e modificabile e con i relativi manuali d'uso. Inoltre, deve essere corredato di tutte le azioni di controllo e supervisione non modificabili da parte degli utenti, necessarie affinché le modifiche nei parametri di controllo o nel codice di nuova implementazione non compromettano la funzionalità di ciascuna delle parti dell'impianto.

Pertanto il sistema di supervisione dovrà monitorare e preservare la funzionalità e la sicurezza dei singoli sistemi e, in caso di una non corretta azione di controllo, dovrà tempestivamente operare le azioni necessarie a disporre il sistema in sicurezza.

Le piattaforme di controllo e gestione dovranno essere ridondanti e caratterizzate dalla presenza di due sistemi di controllo operanti in parallelo, il primo in azione, il secondo in emulazione e pronto ad intervenire in caso di guasto. Le apparecchiature di gestione e

controllo, essendo carichi sensibili, andranno opportunamente protette dai disturbi elettrici ed elettromagnetici secondo le normative vigenti e alimentate da un'unità di continuità.

I protocolli di comunicazione dovranno essere compatibili con i più comuni standard di comunicazione industriale.

III livello: sistemi di controllo delle singole unità (ST, CPV, ESS)

Il III livello del sistema di supervisione e controllo sarà costituito dai sistemi di controllo delle singole unità dell'impianto: questi ultimi potranno operare indipendentemente l'uno dall'altro, in quanto il loro coordinamento dovrà essere deputato al II livello del sistema, come descritto in precedenza. Pertanto, ciascun sistema di controllo avrà il compito di conseguire il corrispondente profilo di riferimento imposto dal II livello secondo le specifiche precedentemente riportate e supervisionare al corretto funzionamento dell'unità, preservandola da malfunzionamenti e proteggendola in caso di sovraccarichi o condizioni di potenziale rischio. Il sistema monitorerà tutte le grandezze utili a garantirne il corretto funzionamento e, in caso di guasto, malfunzionamento o sovraccarico, provvederà a porre il sistema in sicurezza e a comunicarlo ai sistemi di controllo di livello superiore.

Impianto fotovoltaico a concentrazione

Il progetto in esame prevede la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte solare, da realizzarsi mediante un sistema di concentratori fotovoltaici (CPV) ad inseguimento biassiale, di potenza nominale pari a 400 kWp, da localizzarsi in un terreno ricadente nell'agglomerato industriale di Ottana. Per l'impianto fotovoltaico a concentrazione, di tipo grid-connected (collegato alla rete di distribuzione), è stimata una produzione annuale di energia elettrica pari a circa 700 MWh. I moduli CPV ed il relativo sistema di inseguimento dovranno occupare una area di 16.000 mq circa ed avere un'altezza massima rispetto al suolo minore di 7 metri.

L'impianto di produzione CPV andrà collegato alla rete in media tensione attraverso apposita cabina di trasformazione/interconnessione caratterizzata da una elevata affidabilità e ridotte perdite, con particolare riferimento al trasformatore MT/BT ed ai cavi di potenza. Inoltre, il sistema, vista la natura sperimentale del progetto, dovrà essere completamente gestibile sia localmente sia in remoto attraverso un apposito sistema di supervisione, controllo ed acquisizione dati. Quest'ultimo dovrà consentire non solo il monitoraggio della produzione e dello stato operativo (avvertimenti, produzione energia, tensione e corrente, superamento delle condizioni di massima ventosità), ma anche, nel caso il sistema locale lo consenta, il controllo di alcuni parametri, come, ad esempio, la regolazione della potenza attiva e reattiva complessivamente erogata. In ogni caso, il sistema dovrà essere conforme agli standard ed alle normative vigenti in Italia per quanto concerne gli aspetti legati alla sicurezza e quelli funzionali.

L'impianto dovrà essere costituito da un certo numero di inseguitori, fissati al terreno attraverso una apposita fondazione, controllabili e gestibili indipendentemente l'uno dall'altro. A tal proposito, ogni inseguitore dovrà essere dotato di un suo sistema di controllo e supervisione indipendente che implementi sia le protezioni (superamento della velocità del vento massima, malfunzionamenti rete elettrica, etc.) sia il controllo del dispositivo di conversione DC/AC. Inoltre, ogni inseguitore dovrà essere dotato di interfacce, che consentano la trasmissione dei segnali utili al sistema di controllo e supervisione remoto, e dell'alimentazione di emergenza. Questa ultima dovrà essere sufficiente, in caso di mancanza della tensione di rete, sia a porre in posizione di sicurezza il piano pannelli, sia a garantire, per almeno 24 ore, le comunicazioni tra ogni singolo sistema di produzione fotovoltaico e la centrale di supervisione e controllo. Il sistema di alimentazione di emergenza può anche essere centralizzato (un gruppo di soccorso per tutto l'impianto CPV), ma dovrà, in ogni caso, garantire quanto sopra detto.

Il sistema di conversione DC/AC, installato a bordo del tracker, dovrà essere conforme alla CEI 0-21, all'Allegato A70 di Terna e Delibera AEEG 84/2012, oltre che a tutte le direttive comunitarie ad esso applicabili.

Il sistema dovrà avere una efficienza di conversione non inferiore al 22%, calcolata nelle seguenti condizioni: irraggiamento DNI di 850 W/mq, temperatura ambiente non superiore a 20°C e velocità del vento inferiore a 4 m/s.

La verifica dei requisiti richiesti verrà effettuata sui singoli pannelli mediante campionatura e applicazione delle norme ASTM E2527-09, da condursi presso il Laboratorio Fotovoltaico di Sardegna Ricerche. Tali verifiche dovranno accertare il possesso delle specifiche tecniche di pannello indicate.

La producibilità dell'impianto verrà accertata mediante l'esecuzione delle prove di verifica previste dalle norme all'uscita dell'inverter a bordo tracker, atte a valutare l'efficienza dichiarata. Le prove verranno condotte dal Laboratorio Fotovoltaico di Sardegna Ricerche.

Lay-out del sistema fotovoltaico e caratteristiche tecniche

I principali componenti la centrale fotovoltaica a concentrazione sono:

- Generatore fotovoltaico costituito da moduli fotovoltaici (ottiche, celle, sistema di raffreddamento, chassis metallico scatola contatti).
- Strutture ad inseguimento biassiale complete di elettronica di controllo.
- Cavi, cavidotti sia di potenza sia di segnale (fibra ottica).
- Quadri elettrici di campo (C.C.).
- Convertitore statico DC/AC.
- Sistema di controllo locale con comunicazione verso sistema remoto.
- Quadro elettrico generale di Bassa Tensione (parallelo uscita inverter).
- Quadro di interfaccia conforme alle attuali disposizioni di legge vigenti in Italia.
- Centralina meteo (installata in ogni singolo inseguitore) per la rilevazione della radiazione solare diretta (DNI) e della velocità del vento.
- Cabina di conversione BT/MT dotata di tutti i dispositivi ed interfacce richiesti dall'attuale normativa Italiana.

Le caratteristiche principali del sistema a concentrazione sono riportate nel disciplinare tecnico impianto di controllo per sperimentazione.

Il sistema costituito dall'inseguitore, dai moduli a concentrazione e dall'inverter dovrà essere monitorabile a distanza attraverso una connessione dati con un sistema di controllo distribuito o PLC (può essere anche situato a bordo dell'inseguitore) il quale, a sua volta, invierà i dati ad un sistema remoto di supervisione e controllo.

Impianto di accumulo elettrico

A seguito di un'indagine sulle differenti tipologie di batterie ad alta temperatura, è emerso che a tale famiglia appartengono sia le batterie a Solfuro di Sodio che le batterie Sodio-Cloruri di Nickel. Le prime presentano una densità di energia e delle caratteristiche prestazionali migliori, ma sono caratterizzate dalla presenza di materiali allo stato fuso con un elevato grado di infiammabilità. Tali condizioni, unitamente alle recenti comunicazioni apparse sulla letteratura tecnica di casi di incendio e di ritiro temporaneo dal mercato di tale tipologia di batteria, hanno suggerito di optare per l'utilizzo delle batterie al sodio-cloruri di nickel, che presentano caratteristiche simili, ma non sono affette dai problemi di sicurezza precedentemente esposti, in quanto, anche in presenza di corto circuiti, il sistema non presenta condizioni di pericolosità. Ciò ha imposto di effettuare un nuovo dimensionamento del sistema qui di seguito riassunto.

Dimensionamento

Le metodologie seguite per il dimensionamento hanno valutato due casi:

- analisi su base giornaliera
- analisi su base annuale

Dimensionamento su base giornaliera

È stato simulato il comportamento del sistema di accumulo per la compensazione delle fluttuazioni di potenza prodotta da un impianto fotovoltaico a concentrazione da 400 kW_p, utilizzando i dati di DNI reali con tempi di acquisizione pari a 30 secondi. L'algoritmo di compensazione è stato elaborato in maniera tale che la potenza erogata fosse costante e lo stato di carica iniziale e finale fosse lo stesso. Su tale base è stata determinata la carica e la scarica della batteria per l'esecuzione della compensazione e la relativa capacità massima giornaliera. Nel primo grafico delle figure sottostanti è riportata con il colore rosso la potenza immessa in rete e in blu la potenza prodotta dall'impianto CPV; il secondo grafico mostra invece in blu l'evoluzione della potenza della batteria e in rosso l'evoluzione dell'energia immagazzinata. Questa analisi è stata condotta per diverse condizioni meteo, tutte piuttosto sfavorevoli, relative alla presenza di cielo parzialmente nuvoloso. Da queste si evince che in tali casi una capacità di 350 kWh è sufficiente ad ottenere le prestazioni desiderate. Pertanto, considerato il vincolo del DOD pari all'80%, si deduce che una capacità di 430 kWh può essere considerata un valore di capacità sufficiente a svolgere la funzione richiesta dal sistema di controllo.

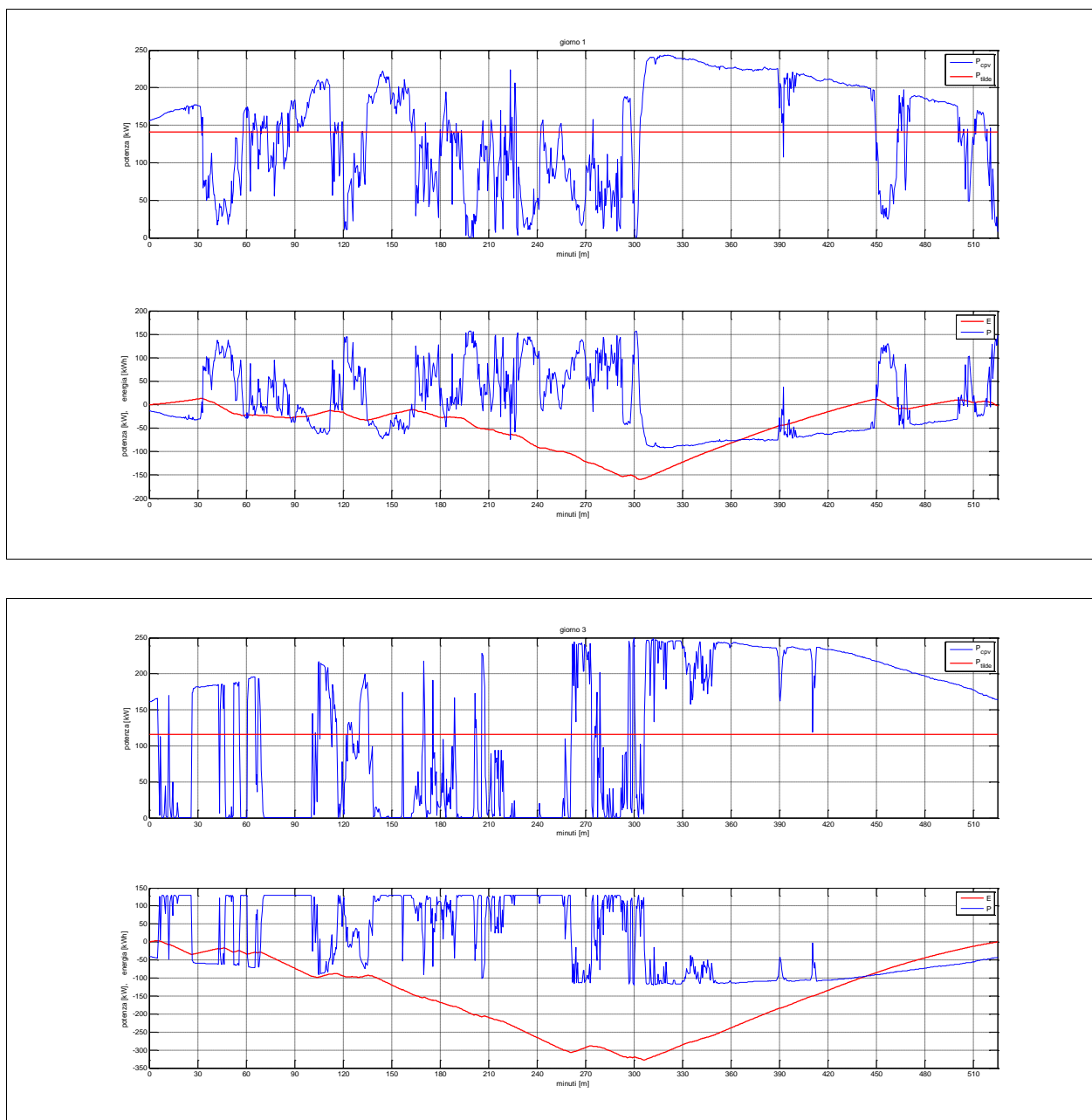
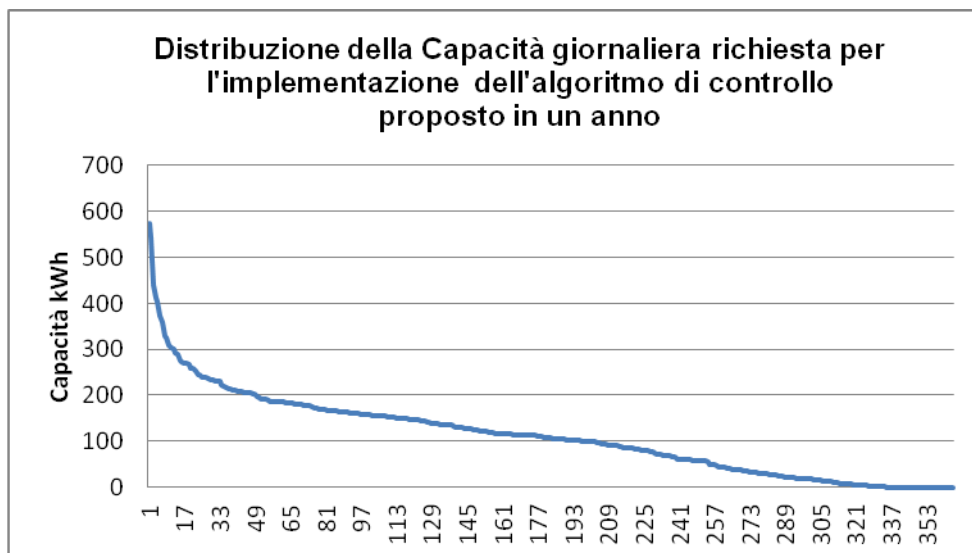


Figura 7: Simulazioni delle evoluzioni della potenza dell'impianto CPV, del profilo di potenza immessa in rete, della potenza e SOC della batteria, basate su misure reali della DNI

Dimensionamento su base annuale.

Successivamente è stata condotta una analisi su scala annuale e su base temporale oraria. In particolare, è stato applicato lo stesso algoritmo e sono stati valutati i valori di capacità giornaliera necessaria per lo svolgimento dell'azione di compensazione richiesta. Il risultato è riportato nel grafico sottostante ed evidenzia che nell'arco dell'anno solo per 6 giorni le condizioni di capacità definita non consentono di soddisfare i requisiti.



Pertanto il progetto in esame prevede l'installazione di un sistema di accumulo elettrochimico da realizzarsi mediante un parco batterie al sodio-cloruri di nickel (NaNiCl_2) ad alta temperatura, in quantitativo idoneo a garantire una capacità di immagazzinamento di 430 kWh. Le batterie saranno disposte con i relativi rack all'interno di uno o più container ISO standard 20', appositamente coibentati e condizionati per contenere le batterie e il relativo equipaggiamento.

Ciascuna unità sarà gestita e monitorata tramite apposito sistema di controllo (Battery Management System BMS), che dovrà eseguire il seguente numero minimo di funzioni:

- controllo del ciclo di riscaldamento della batterie e mantenimento della temperatura;
- misura della resistenza interna;
- monitoraggio continuo della tensione e della corrente di batteria;
- regolazione della carica;
- comunicazione all'utente dello stato di carica della batteria e della sua salute, stato termico ed eventuali allarmi e malfunzionamenti;
- comunicazione con l'inverter per la corretta gestione delle fasi di carica e scarica.

Tutti i BMS faranno capo, in una struttura ramificata, a un unico sistema di controllo e gestione che dovrà interfacciarsi con il sistema di supervisione e controllo di livello superiore, permettendo la gestione completa delle batterie sia localmente sia da remoto, utilizzando protocolli di tipo industriale (Modbus, Canbus, etc.). Il sistema di controllo dovrà consentire il monitoraggio dello stato delle batterie (SoC, regolazione carica, monitoraggio scarica, gestione temperatura, allarmi e segnalazioni stato celle e moduli) e il controllo di alcuni parametri, come ad esempio la corrente di carica e scarica, la potenza attiva e reattiva assorbita e immessa in rete. In ogni caso, il sistema

dovrà essere conforme agli standard e normative vigenti in Italia per quanto concerne gli aspetti legati alla sicurezza e quelli funzionali.

Il sistema di accumulo complessivo, costituito dalle batterie, dovrà essere alloggiato all'interno di uno o più container dove le batterie saranno disposte in appositi scaffali e collegate fra loro da un sistema di blindosbarre. Ogni batteria dovrà essere sezionabile e protetta singolarmente tramite cablaggio realizzato con cavo protetto fino all'elemento di sezionamento e interruzione di protezione montato sulla blindosbarra stessa. L'interruttore di sezionamento dovrà garantire che ciascuna batteria sia apribile in sito per attività manutentive ed che sia quindi facilmente accessibile. L'architettura prevista dovrà consentire inoltre di agire su una sola delle batterie presenti mantenendo in funzione la restante parte dell'impianto.

I gruppi di batterie posti su ogni scaffale dovranno essere collegati a un quadro di potenza sito all'interno dei container, dove ogni gruppo sarà sezionato singolarmente e collegato al DC bus principale. All'interno dei container dovrà poi essere predisposto un quadro di controllo dove saranno collegati tutti i sistemi di gestione delle batterie.

Il sistema di conversione bidirezionale, installato all'interno del container, dovrà essere conforme alla CEI 0-21, all'Allegato A70 di Terna e Delibera AEEG 84/2012 oltre che a tutte le direttive comunitarie ad esso applicabili. Esso dovrà inoltre essere dotato di trasformatore d'isolamento ad alta efficienza. Infine, dovrà essere previsto un Gateway alimentato a 24 VDC per la comunicazione tra le batterie e l'inverter.

Parco batterie: caratteristiche tecniche

L'impianto di accumulo elettrico dovrà essere realizzato per mezzo di batterie al sodio-cloruri di nickel (NaNiCl_2) ad alta temperatura e dovrà possedere i requisiti minimi riportati nel disciplinare tecnico impianti di controllo per la sperimentazione.

Ciascuna batteria deve essere di tipo ST523 o equivalente e avere le caratteristiche minime riportate nel disciplinare tecnico impianti di controllo per la sperimentazione.

L'involucro della batteria deve prevedere la presenza di un riscaldatore elettrico adibito a portare la batteria alla temperatura di esercizio durante la fase di avviamento e di mantenere questa temperatura in fase operativa. L'involucro deve essere inoltre ispezionabile per permettere riparazioni on-site della batteria come la sostituzione di eventuali componenti usurati o danneggiati.

La batteria deve essere trasportabile e progettata per resistere a shock meccanici legati al trasporto in container o in cassa. Deve inoltre essere immagazzinabile per un periodo indefinito allo stato carico o scarico senza che questo abbia alcuna ripercussione sulla durata di vita attesa.

Si richiede in particolare che la tecnologia utilizzata impieghi esclusivamente materiali completamente riciclabili e inerti e che siano assenti rischi come esplosione, sviluppo di fiamma o gas nocivi.

Inverter Bidirezionale

Il sistema di accumulo elettrico dovrà comprendere n. 1 inverter bidirezionale adibito alla carica/scarica delle batterie, di potenza non inferiore a 200 kVA, avente le caratteristiche minime riportate nel disciplinare tecnico impianti di controllo per la sperimentazione.

Il convertitore dovrà essere corredato di dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciata dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto. Dovrà inoltre essere dichiarata dal costruttore la rispondenza alle norme generali su EMC e sulla limitazione delle emissioni RF e la conformità al marchio CE.

Sistema di controllo del parco batterie

La fornitura comprenderà anche un quadro elettrico con un sistema di controllo distribuito integrato per la programmazione e la gestione dell'intero sistema (logiche automatiche/manuali, mappatura funzionamento e diagnostica apparati installati) con interfacciamento con il sistema di supervisione e controllo di livello superiore, mediante protocolli di comunicazione comunemente utilizzati in ambito industriale (Modbus, RS485, etc.).

Il sistema di controllo della batteria deve attuare i profili imposti dal controllo di livello superiore in modo da rispettare le specifiche dinamiche del sistema di controllo *real-time* di livello superiore e allo stesso tempo deve fornire tutte le informazioni a tale sistema affinché questo possa imporre profili attuabili (stato di carica, presenza di batterie danneggiate, valori di tensione della batteria, temperatura della batteria, etc.).

Il sistema di controllo e gestione della batteria (BMS) dovrà essere in grado di realizzare i profili di accumulo dell'energia prodotta dall'impianto (al verificarsi di particolari eventi definiti dall'utente), ai quali sarà collegato mediante un'interfaccia che consenta:

- di definire e impostare le logiche di controllo e di funzionamento automatico;
- la gestione e il controllo della potenza scambiata (assorbita e generata) con il sistema in risposta a predefiniti set-point, inviati tramite gli appositi protocolli di comunicazione dal sistema di controllo *real-time* di livello superiore.

Il sistema dovrà inoltre essere predisposto in modo tale da essere controllabile manualmente, tramite interfaccia locale e controllo remoto;

- utilizzo di protocolli di comunicazione di tipo industriale (Modbus, RS485, etc.).

Considerate le finalità di ricerca, il software di controllo dovrà essere fornito con un codice accessibile e modificabile con i relativi manuali d'uso. Inoltre, deve essere corredato di tutte le azioni di controllo e supervisione non modificabili da parte degli utenti, necessarie affinché le modifiche nei parametri di controllo o nel codice di nuova implementazione non compromettano la funzionalità della batteria.

È inoltre oggetto della fornitura n. 1 Corso di Formazione in situ al fine di fornire tutte le nozioni necessarie per il corretto utilizzo del sistema di controllo e delle apparecchiature fornite al personale addetto.